



# 碳中和目标下的 中国化工零碳之路

执行摘要





## 关于落基山研究所(RMI)

落基山研究所(RMI), 是一家于1982年创立的专业、独立、以市场为导向的智库。我们与政府部门、企业、科研机构及创业者协作, 推动全球能源变革, 以创造清洁、安全、繁荣的低碳未来。落基山研究所致力于借助经济可行的市场化手段, 加速能效提升, 推动可再生能源取代化石燃料的能源结构转变。落基山研究所在北京、美国科罗拉多州巴索尔特和博尔德、纽约市、加州奥克兰及华盛顿特区设有办事处。

# 作者与鸣谢

## 作者

李抒苡

薛雨军

王珮珊

\*除非另有说明, 所有作者均来自落基山研究所。

## 其他作者

李婷

## 联系方式

李抒苡, [sli@rmi.org](mailto:sli@rmi.org)

## 版权与引用

李抒苡, 薛雨军, 王珮珊, 碳中和目标下的中国化工零碳之路, 落基山研究所, 2022

## 鸣谢

本报告作者特别感谢中国石油和化学工业联合会和能源转型委员会 (Energy Transitions Commission) 对本报告撰写提供的洞见观点与宝贵建议。

特别感谢Angela Wright Bennett Foundation、Bloomberg Philanthropies、ClimateWorks Foundation、Quadrature Climate Foundation、Sequoia Climate Foundation 和 The William and Flora Hewlett Foundation对本报告的支持。

此外, 我们也向为本研究提供意见和建议的来自企业和研究机构的专家们表示诚挚的感谢。

中国是全球最大的化工产品生产和消费国，化工行业碳排放占工业领域总排放的20%、占全国二氧化碳总排放的13%。<sup>1</sup>化工行业零碳转型对全国实现碳中和目标至关重要，也对全球化工价值链低碳转型意义重大。

**转型进程中，挑战和优势并存。**中国化工行业的零碳转型面临三大挑战：其一，从需求端看，行业仍处于上升期，化工产品的总需求整体仍将不断增加；其二，从供给端看，中国化工生产对煤依赖度高，而与煤相关的碳强度大大高于其他原料；其三，相关资产偏年轻化，快速转型可能带来的搁浅资产风险更高。三大优势包括：其一，中国具有较强的技术集成水平，且市场规模大，从而拥有快速规模化应用新技术的能力；其二，主要企业以央企为主，有能力和资源带动行业的零碳转型；其三，规模化布局与产业集成趋势明显，有利于资源、能源的充分利用和规模经济发挥。

**本报告主要关注三个代表性产品，即合成氨、甲醇和乙烯。**首先，从碳排放角度看，在化工子行业中，目前合成氨、炼油和甲醇碳排放总量最高。<sup>2</sup>考虑到未来成品油需求量增长潜力受限，炼油产业的产能规模将有收缩的趋势。乙烯产业目前当量自给率约为60%，

产能增长潜能大，未来乙烯产业的碳排放也将随之增长。因此合成氨、甲醇和乙烯将是未来化工行业碳减排的主要关注点。其次，从在价值链中的地位看，合成氨、甲醇和乙烯下游产品众多且附加值高，是化工产业的关键基础化学品。

随着中国工业化、城镇化逐渐步入后期，钢铁、水泥的需求长期来看将有较明显的减量趋势。相比于钢铁和水泥，各类化工产品的需求量需要更长的时间达到峰值。分析化工零碳转型的第一步，是对行业内主要产品的供给和需求进行展望，深入分析其影响因素，以及碳中和新约束对产品供求情况的作用。

本报告中，零碳生产即在化工产品的生产过程中达到二氧化碳的净零排放（可利用CCS等末端处理技术），最终产品为零碳化工产品。在此基础上，化工行业应优化原料来源，促进生产过程和原料的零碳，与上下游行业共同努力实现全生命周期净零排放。低碳生产是零碳生产的过渡路径，即大幅度降低生产过程中的碳排放。化工行业需要充分利用多样的碳减排手段，从能源和原料角度，降低甚至消除生产过程中的碳排放，促进化工行业的碳达峰和碳中和。

## 零碳图景下化工行业供需展望

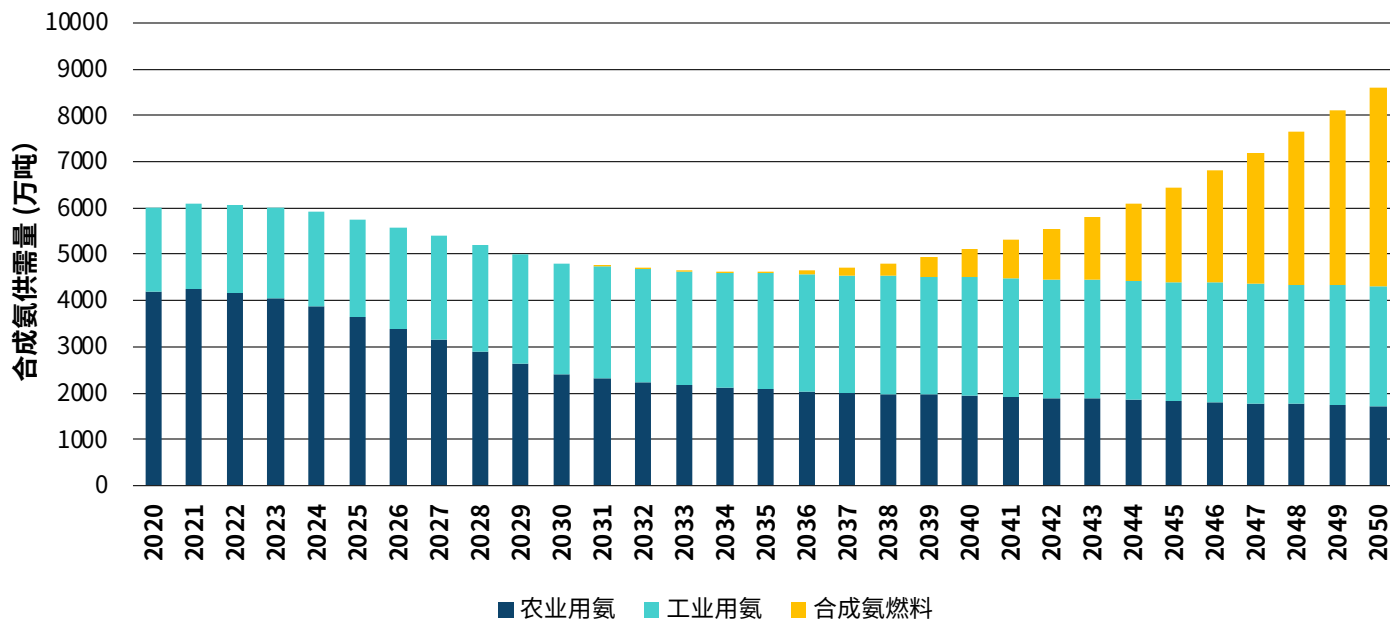
零碳情景下，到2050年，结构调整、效率提升、回收潜力充分释放等因素使基础化工产品的传统消费需求收缩49%，新型能源、材料等新兴需求有望大幅扩张，可增长165%以上。

**未来30年，合成氨供需量总体先减后增。**合成氨主要需求来自农业，但未来其消费占比将因肥料效率提升而降低。其次为工业，但由于工业化、城镇化逐渐步入后期带来的开发、土建需求空间有限，这部分需求也不会出现大规模上涨。而在2035年后，燃料可能成为合成氨需求爆发的快速增长点，可用于航运、发电等领域。2025年前，合成氨的总需求在6000万吨左右稳中有降；到2035年，主要受氮肥效率大幅提升带来的合成氨农业需求萎缩影响，合成氨总需求量下降至约4600万吨，此时，工业需求量增速放缓，合成氨作为燃料在2030年前后出现试点但并未形成规模化应用；2035年至2050年，合成氨总需求量由于作为燃料的需求扩张

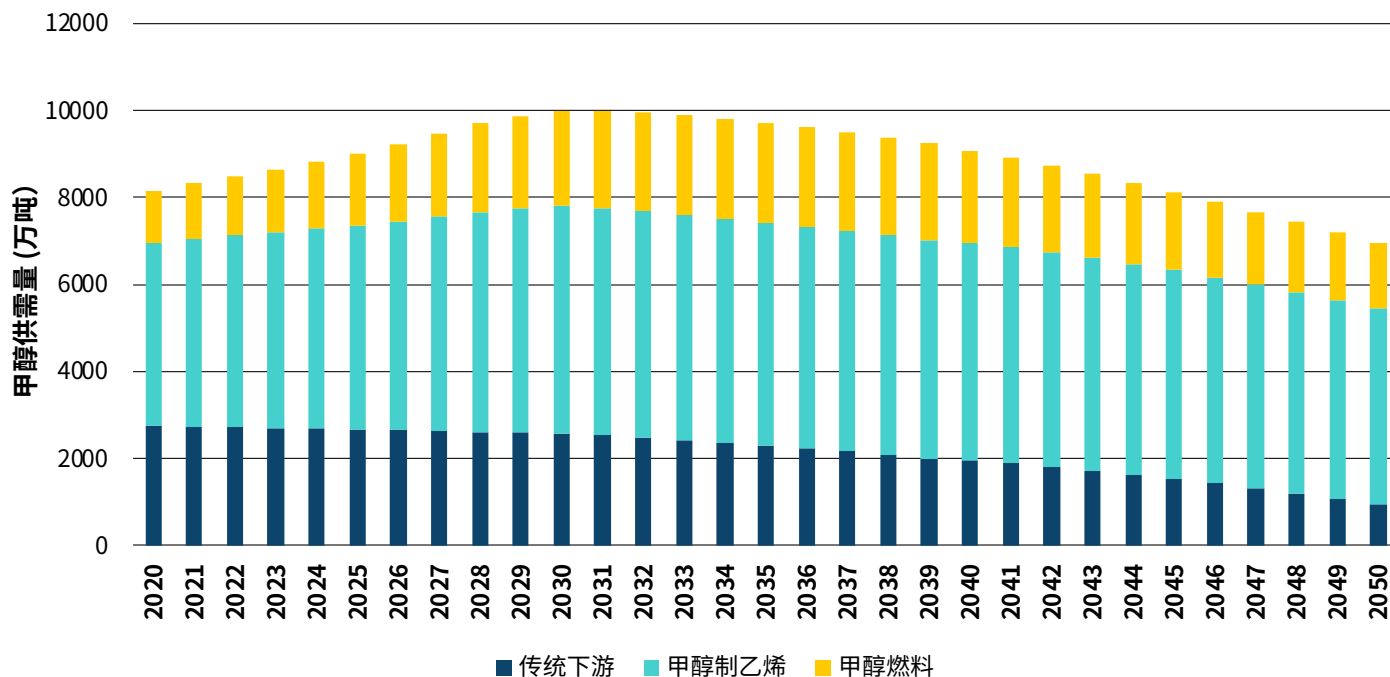
而增加，出现规模化商业化应用；到2050年，燃料端应用达到总需求量的50%，农业端和工业端需求趋于平稳。

**2050年前，甲醇供需量总体先增后减。**现阶段甲醇的重要需求之一是乙酸、MTBE、甲醛等的传统下游，主要用于建材装潢、成品油添加剂等。在环保、安监、双控的背景下，传统下游需求稳中有降，且降幅逐步增大。甲醇制乙烯(MTO)可高效利用煤炭资源，缓解对原油进口的依赖。未来乙烯需求的上涨将带动MTO的一定增长，但长期看应将原料甲醇逐步转为低碳、零碳来源。甲醇燃料需求将保持稳步增长但长期潜力有限，主要受燃料清洁化趋势带来的利好和与其他燃料竞争格局的双重影响。2030年前，甲醇的总表观消费量将上涨至约1亿吨，MTO和燃料需求为甲醇需求增长的主要驱动力，而其他传统下游需求缓步下降。2030年至2050年，甲醇总消费量持续降低至6950万吨。

图表A 中国合成氨供需展望



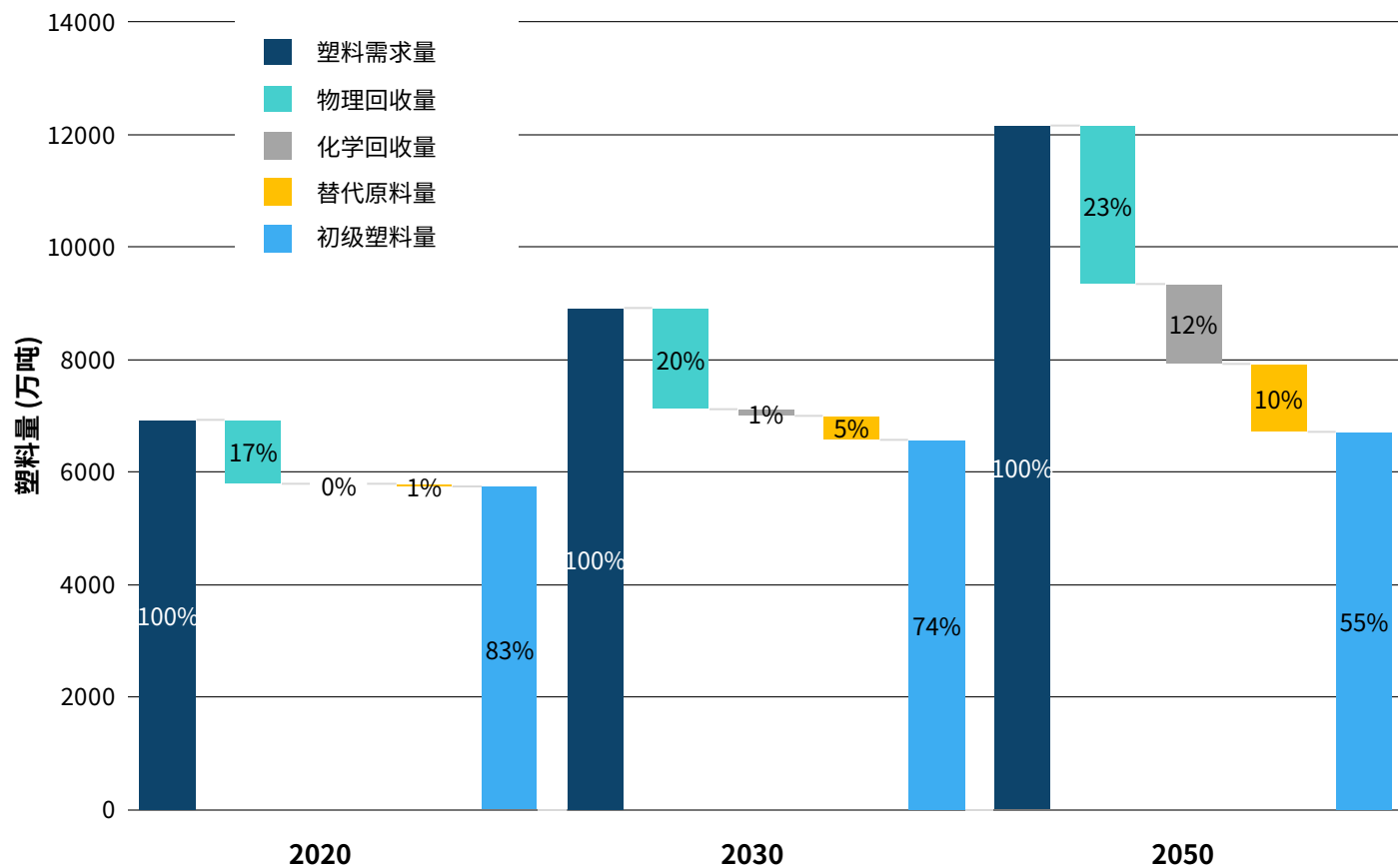
图表B 中国甲醇供需展望



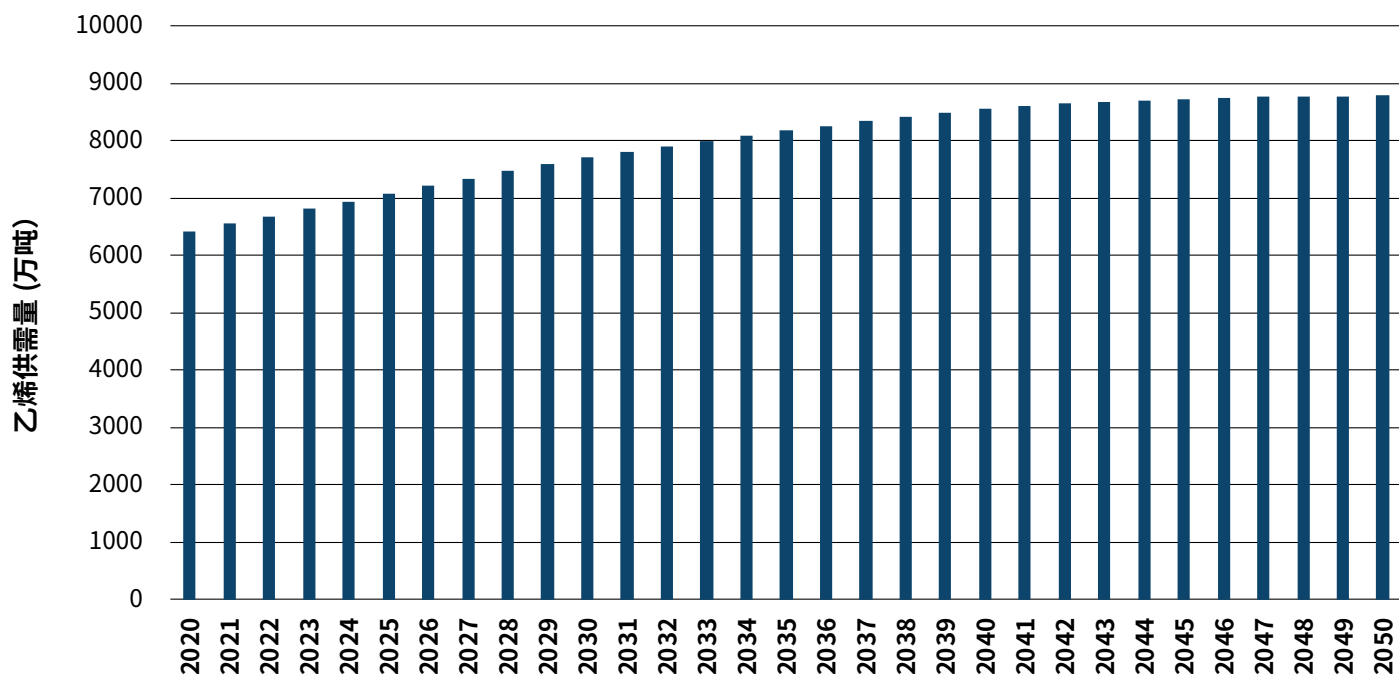
2020-2050年, 乙烯当量供需量持续增长, 并于2040年开始趋于稳定。乙烯是石化行业的重要基础原料之一, 塑料是乙烯的最主要下游终端产品且占比较大。塑料总需求的增长和塑料回收利用潜能的释放, 是乙烯的未来供需走势的主要影响因素。塑料的回收

利用包含物理回收和化学回收。前者更多依靠回收体系完善, 即前端回收、分类和收集系统的提升, 而后者则还需技术的突破与成熟。2040年前, 乙烯的当量供需量保持约每年1%的增长率。2040年后, 乙烯的当量供需量稳定在约8700万吨。

图表C 塑料需求量和回收量预测



图表D 中国乙烯供需展望 (当量)



# 化工行业碳减排路径：立足资源禀赋，发展颠覆技术

从路径看，化工行业碳减排可从消费侧和供给侧入手，包括消费减量、产品高端化、终端替代、效率提升、燃料替代、原料替代和末端处理这七大方面。消费侧碳减排的重点是减少对能耗密集型化工产品的依赖，一方面是通过提高效率、回收利用等减少同等

服务水平下的需求，另一方面也包括向更绿色、环保、高端的产品或替代产品转移。供给侧碳减排路径主要从反应过程和能源消耗入手，辅以负碳技术，以充分实现生产过程的碳减排。

图表E 石化和化工行业碳减排路径

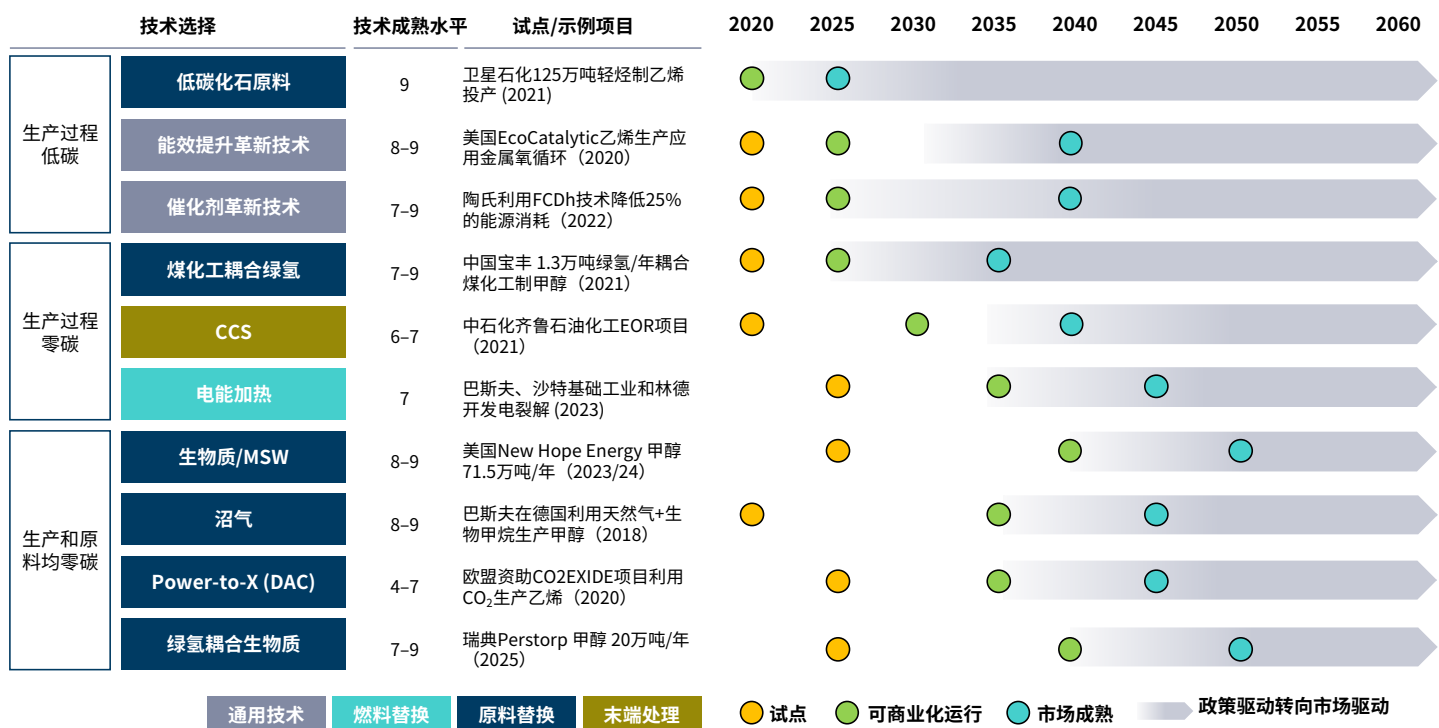


从化工产品生产方式看，可从原料替代、燃料替代和系统节能三个维度考虑碳减排。其中，作为原料的碳源应从化石燃料逐步过渡到生物质、沼气和二氧化碳，氢源应从来自煤制氢、天然气制氢等逐步过渡到生物质、沼气、绿氢等。即便是仍采用化石燃料原料，也可逐渐选择碳强度较低的原料。例如，在乙烯生产中，条件允许时，原料可从煤炭、石脑油逐步向轻烃过渡。在燃料方面，可电气化的过程应尽量电气化，并从化石能源逐步转变到可再生电力。在系统节能方面，充分利用热能管理和催化剂技术等降低反应的能源需求，从而降低整体系统的碳排放。

2050年前，可推动化工生产碳减排的转型技术的成熟度均能达

到可大规模部署的水平，且根据不同技术的成熟度水平，可判断该技术发展和应用的时间。从技术成熟度看，以回收利用为代表的需求减量和以工艺优化、管理改善为代表的能效提升在中短期内就具有较高的可行性。这类技术截至目前已经释放了较大的碳减排潜力，但仍可进一步提升技术水平。然而，不管是需求减量还是能效提升，都无法实现接近零碳。而对于燃料电气化、绿氢利用、生物质利用、碳捕集利用与封存等颠覆性技术，虽然其碳减排潜力更大，但技术成熟度相对较低。总体而言，化工行业可用的碳减排技术基本在2035年左右达到可商业化应用的水平，在中长期内将大大助推零碳转型的实现。图表F列出了相关碳减排技术的成熟度展望。

图表F 化工碳减排技术成熟度展望



从经济性看，由于未来绿氢、CCS等颠覆性技术的成本有望大幅下降，化工低碳、零碳生产的成本竞争力将大大提升。低碳、零碳生产路径的成本主要取决于燃料和原料成本，相比之下，资本设备的成本所起的作用较小，除非需要进行大范围的改造。此外，由于资源禀赋和市场现状不同，各种生产路径的成本竞争力在各地区间也有所差异。

绿氢是化工零碳生产的重要原料，其成本的降低主要来自可再生电力成本的急剧下降、制氢设备成本的降低和转化效率的提升。电力成本占绿氢成本可高达60%~70%。目前，在中国绿电资源充足的地区的制氢成本约为16.0元/kg，到2050年，绿氢成本大概是10.5元/kg，在可再生能源充足的地区可以达到更低。设备方面，目前电解槽成本在2000元/kW左右，到2050年，该水平可降至670元/kW。从转化效率看，未来制氢用电量可低至45kWh/kg氢气，较目前水平降低约20%。绿色氢气的成本将取决于是利用就地可再生能源或电网电力。电力市场改革可能给电价的未来走势带来不确定性，成本模型中的电价和氢气价格是全国平均水平。

化工行业生产中产生的CO<sub>2</sub>浓度较高，为相对低成本的CCS应用创造了绝佳条件。未来，随着技术的迭代和规模效应的凸显，CCS

的成本也将持续下降。到2035年，第一代捕集技术<sup>i</sup>成本将较目前降低15%~25%，随着第二代捕集技术<sup>ii</sup>实现商业化应用，其成本将比第一代技术降低5%~10%。到2040年，随着CCUS集群初步建成，第二代捕集技术将比当前降低40%~50%。<sup>3</sup>到2050年，相应的成本还将进一步降低。

在中国，由于生物质资源相对有限，尽管未来生物质大规模利用趋势有望降低基于生物质的零碳化工生产的成本，但和其他零碳技术相比，生物质扮演的角色有限，仅可能在生物质资源尤其优越的地区得到较大规模应用。

以下将分别针对合成氨、甲醇和乙烯三种主要的初级化工产品，分析不同零碳生产路径的成本经济性。

短期内，传统煤制合成氨应用CCS是较为经济的脱碳手段；但在绿氢价格极速下降的情况下，利用绿氢生产合成氨在远期可能实现更低的成本。目前，应用CCS的合成氨生产成本约3570元/吨，零碳生产溢价为60%左右。到2030年，成本下降到3090元/吨，2050年2660元/吨。由于CCS用于合成氨生产的成本整体较低，目前仍在用的煤制合成氨设备可在短期内就配备CCS。

i 第一代捕集技术指现阶段已能进行大规模示范的技术，如胺基吸收剂、物理溶剂、富氧燃烧等。

ii 第二代捕集技术指技术成熟后能耗和成本可比成熟后的第一代技术大幅降低的新技术，如新型膜分离技术、新型吸收技术、新型吸附技术、增压富氧燃烧技术等。



然而长期看，到2050年，若不考虑碳价，在约9元/kg氢气终端价格下，绿氢合成氨的成本就能和煤制合成氨达到平价。而在未来更高碳价的预期下，绿氢合成氨将更有成本竞争力。此外，在可再生能源条件较好、零碳电价较低的区域，绿氢合成氨的成本性将更突出。当氢气终端价格低于约11元/kg时，绿氢合成氨将比应用CCS更有成本竞争力。如果考虑可再生电力就地制氢，当电价在0.17元/kWh以下时，绿氢合成氨成本更低。通过比较这些成本条件，可以识别适合CCS或绿氢合成氨试点的早期机会，也有助于不同区域的合成氨生产选择最具成本竞争力的零碳生产路径。

与合成氨的情况类似，在传统的煤制甲醇中应用CCS是短期内最有经济性的零碳生产路径。2020年，即使应用CCS带来的绿色溢价超过70%，但成本仍大大低于其他零碳生产路径。到2030年，即使在较低的碳价下，应用CCS的绿色溢价也仅不到15%。到2050年，应用CCS将比支付碳价更有成本竞争力。CCS所具有的竞争力来自两方面，其一是煤化工生产中的二氧化碳浓度非常高，甚至接近100%，从而碳捕集成本优势明显；其二是中国甲醇生产具有高度煤炭依赖的传统，应用CCS意味着最大可能地利用当前的产能和资产，避免了大动作转型带来的不确定性。

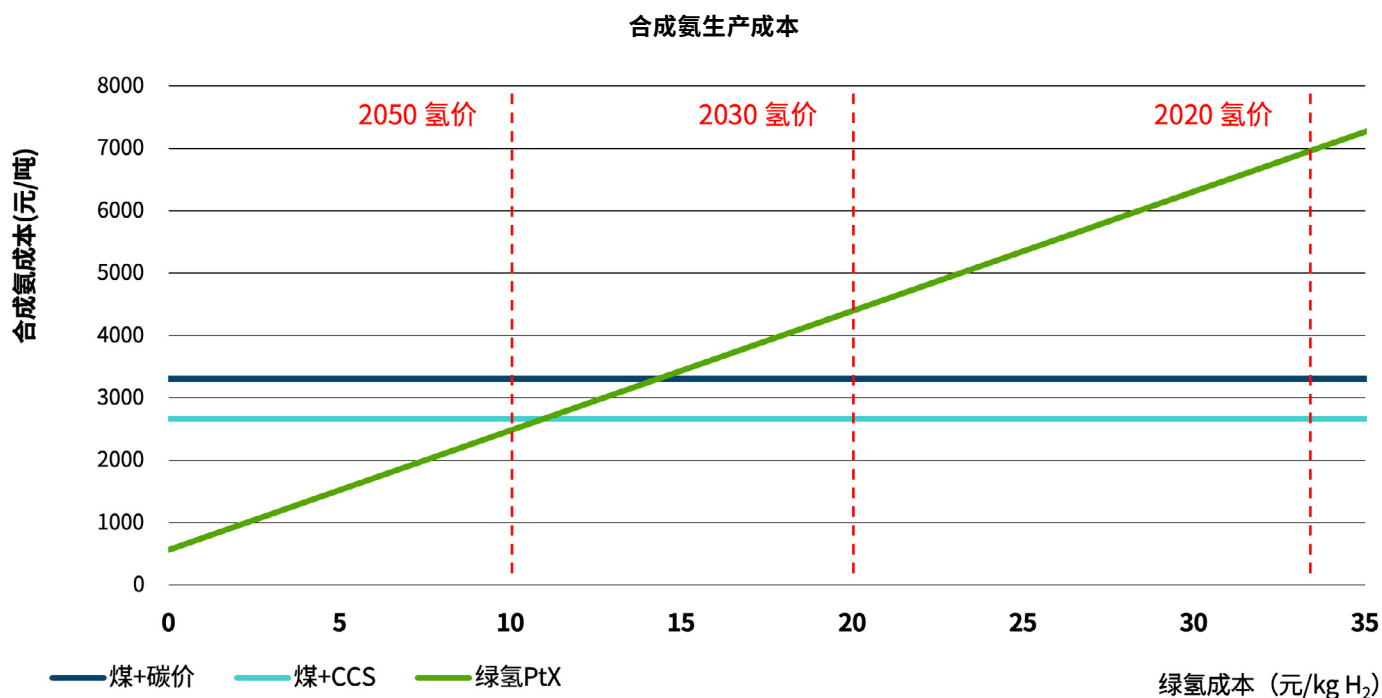
然而，长期来看，由于绿氢成本将极速降低，不论是在传统煤化工中耦合绿氢，还是直接应用绿氢Power-to-X生产甲醇，都有可能获得理想的成本经济性，工业副产氢可作为过渡解决方案。相较于二氧化碳原料成本，绿氢成本仍然是决定Power-to-X制甲醇成本的瓶颈因素。以2050年的成本为例，即使二氧化碳原料成本高

达近650元/吨，相当于目前的直接空气碳捕获的成本，在绿氢成本低至10元/kg的情况下，绿氢成本在零碳甲醇生产成本中的占比仍然高达60%左右。当终端氢气价格低于约5.1元/kg时，基于绿氢的零碳甲醇生产成本将低于煤制甲醇应用CCS。

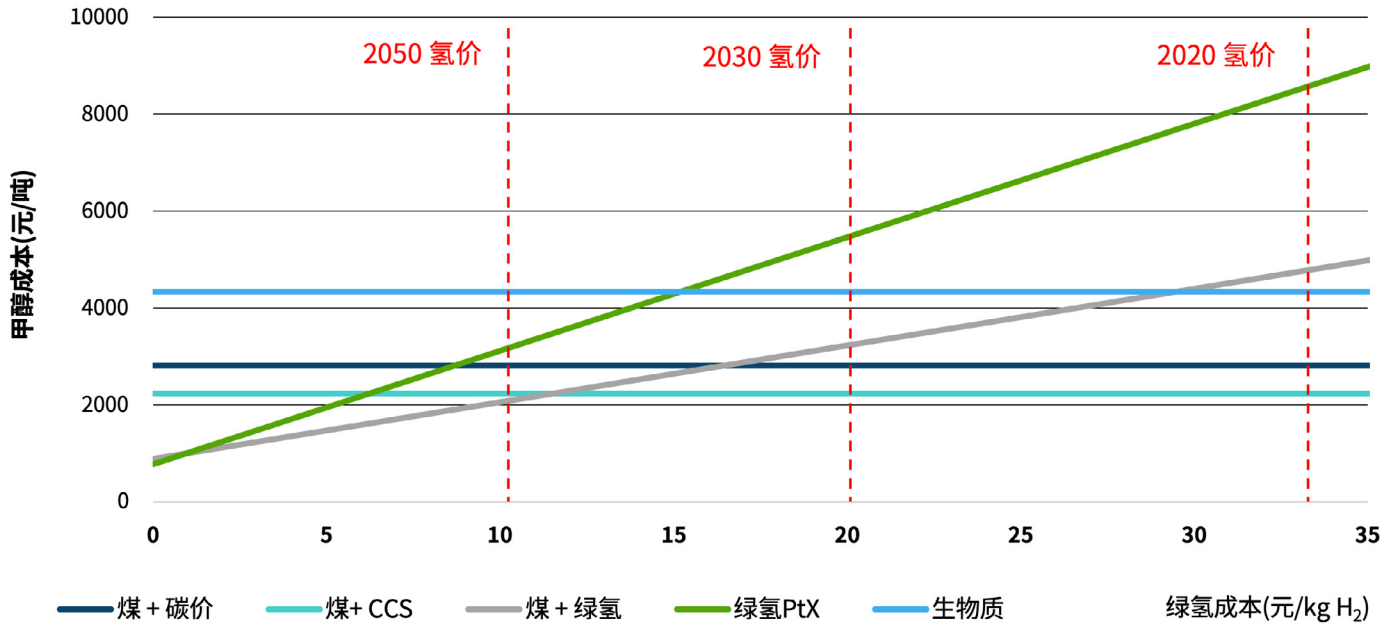
对于乙烯，基于绿色甲醇的生产成本下降潜力较大，原因主要是绿氢成本的下降。石脑油路径和轻烃路径成本有小幅下降，主要来源于热能管理技术的成熟、电价的降低和石脑油原料成本的压缩。化石原料路径耦合CCS或电裂解的成本将达到5000元/吨左右，但如果考虑范围三的排放因素，石脑油和轻烃路径的成本竞争力将会被削弱。生物质的技术发展可促进成本下降，但原料的限制和电量的需求会成为降低成本的阻碍，预计2050年生物质乙烯成本仍接近10000元/吨。基于绿色甲醇的乙烯生产成本下降潜力较大，原因主要是绿氢成本的下降带来的绿色甲醇成本的下降。Power-to-X技术的突破逐步成熟也会带来成本的削减。绿氢PtX和绿色甲醇MTO路径成本有望在2050年下降到7000元/吨左右，和化石能源路径相比保有竞争力。

图表H展示了2050年合成氨、甲醇和乙烯的零碳生产路径的单位碳排放减排成本。CCS和电裂解的碳减排成本在200元/吨左右。生物质路径的碳减排成本保持在较高水平。对于使用绿氢的路径，绿氢交付价格不同时，减排成本差异较大。本研究分别计算了绿氢价格在20元/kg、10元/kg和5元/kg时的减排成本，当绿氢价格足够低时，减排成本甚至为负值。未来，当碳价高于相应减排成本时，采用零碳生产路径将比传统路径更具经济性。

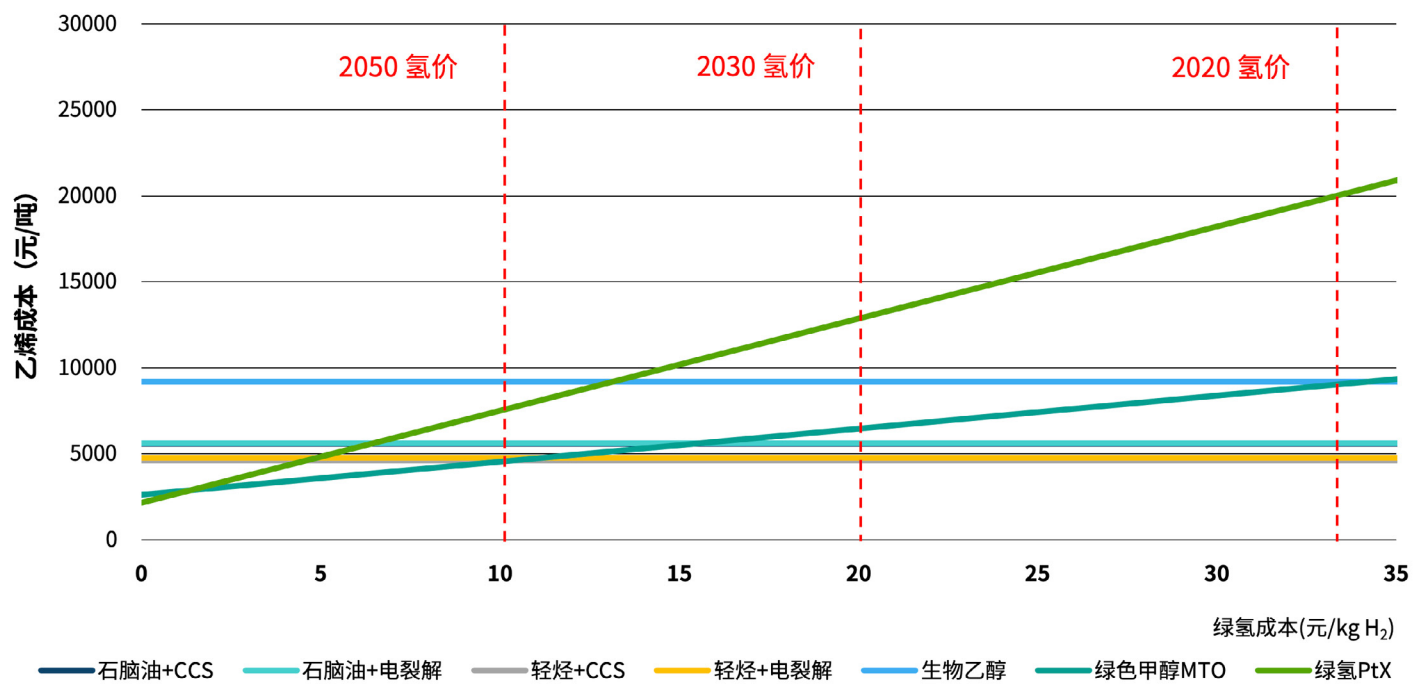
图表G 不同绿氢终端价格下零碳合成氨、甲醇和乙烯生产成本 (2050年)



甲醇生产成本

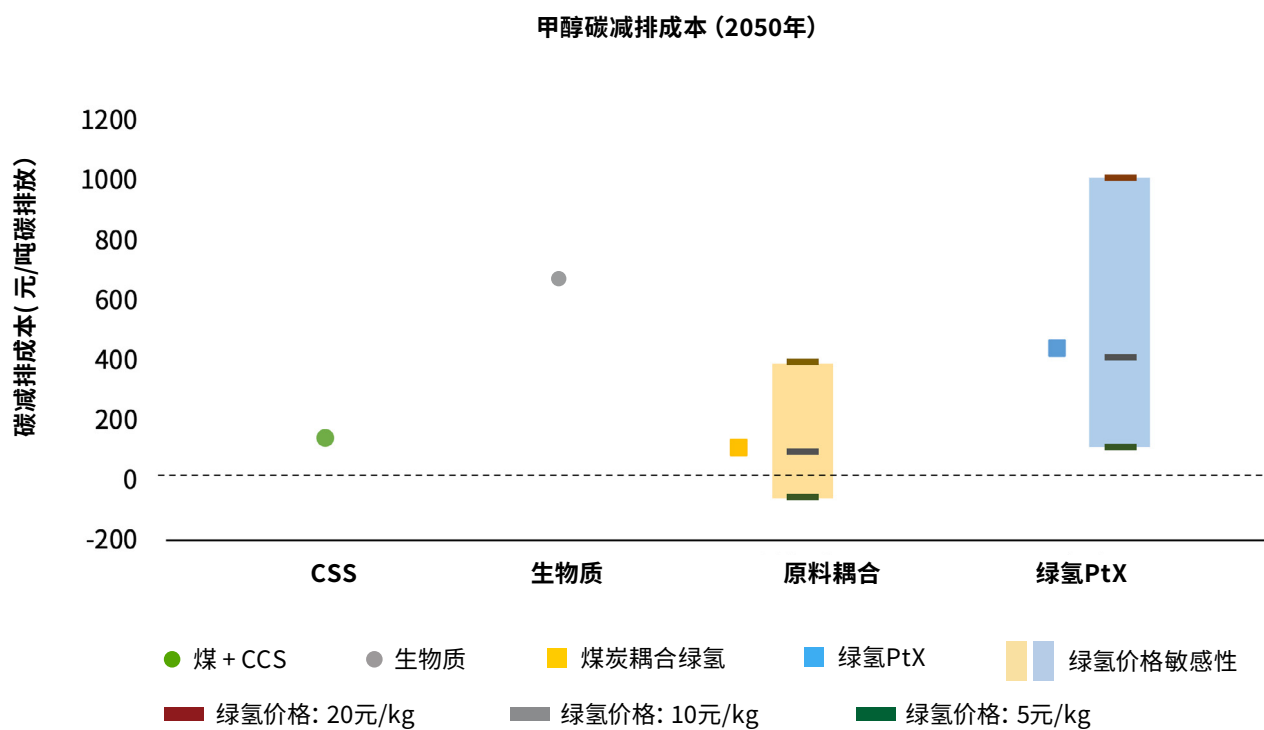
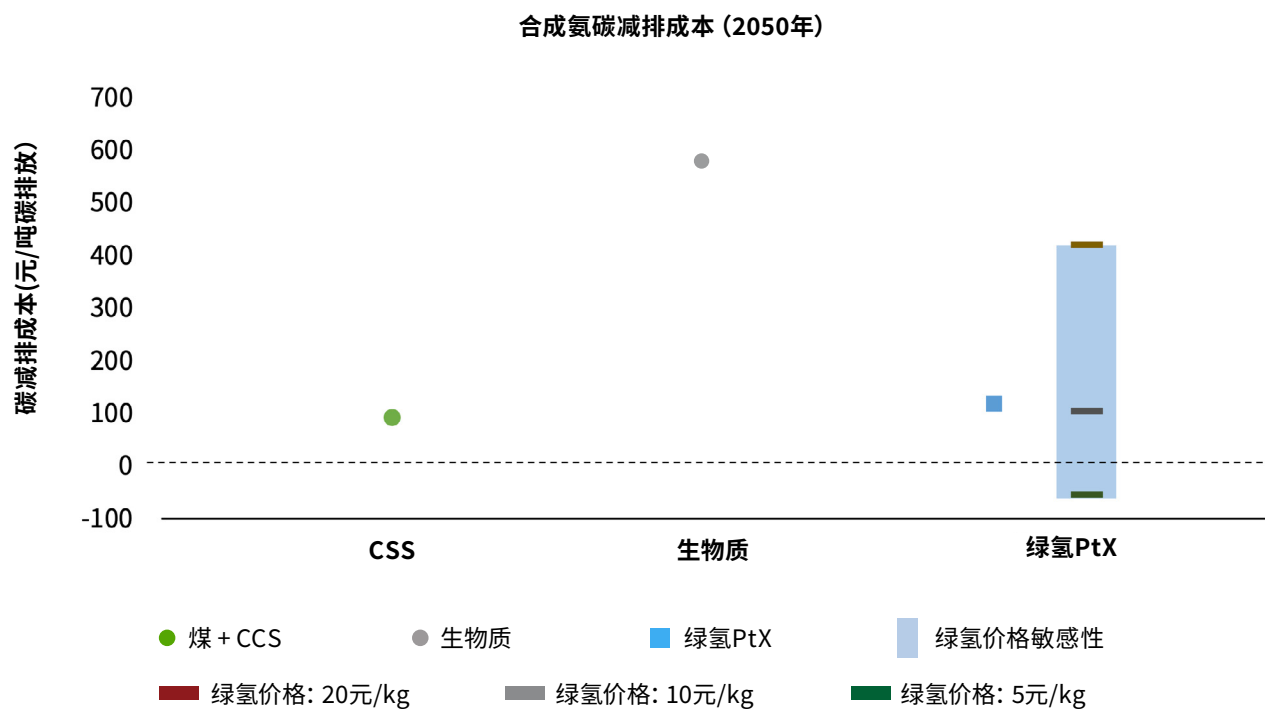


乙烯生产成本

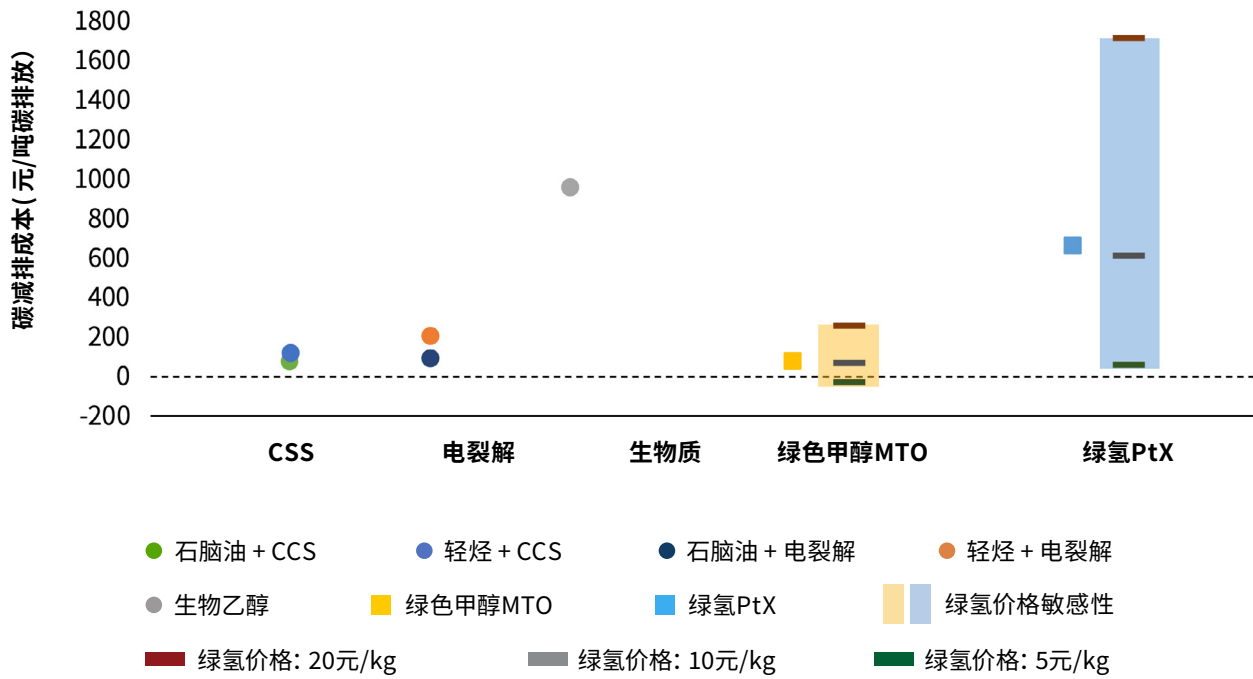


模型假设：碳价：2020年0元/吨，2030年130元/吨，2050年270元/吨；CCS成本：取高浓度CO<sub>2</sub>成本2020年350元/吨，2030年230元/吨，2050年110元/吨。

图表H 不同产品的碳减排成本 (2050年)



乙烯碳减排成本 (2050年)



# 中国化工零碳之路: 时间、空间演变和转型模式

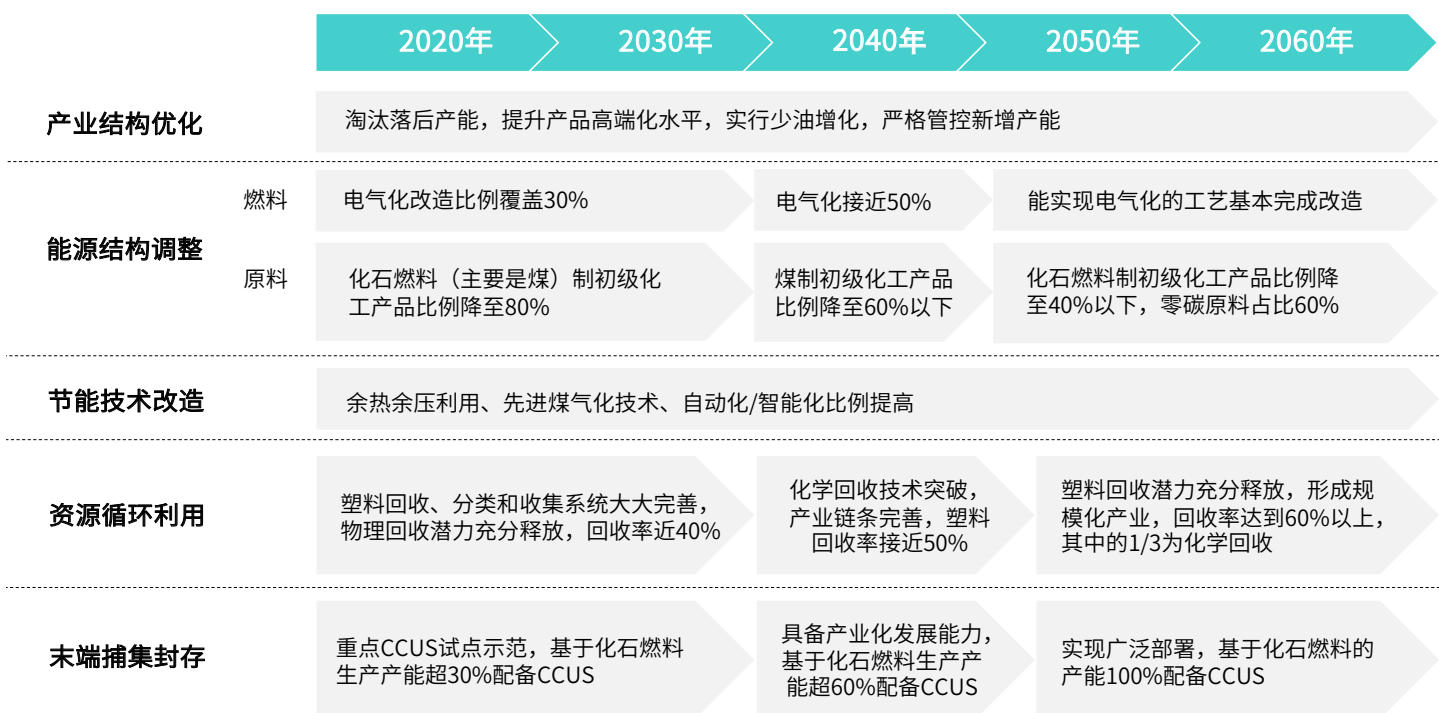
化工行业零碳转型的举措包括产业结构优化、能源结构调整(含原料结构调整、燃料结构调整)、节能技术改造、资源循环利用、末端捕集封存等。由于不同措施技术水平、成本经济性以及和发展阶段匹配性等因素的不同,需要综合考虑,采取最佳的行动时间和力度。

在零碳情景下,中国化工行业的转型之路将呈现以下几个主要特征。首先,当前以煤为主要原料的“一家独大”的生产模式将逐渐转变为多种原料并重,且由于Power-to-X路径的逐渐扩张,绿氢将取代煤成为最重要的原料。其次,由于现有的基于化石能源

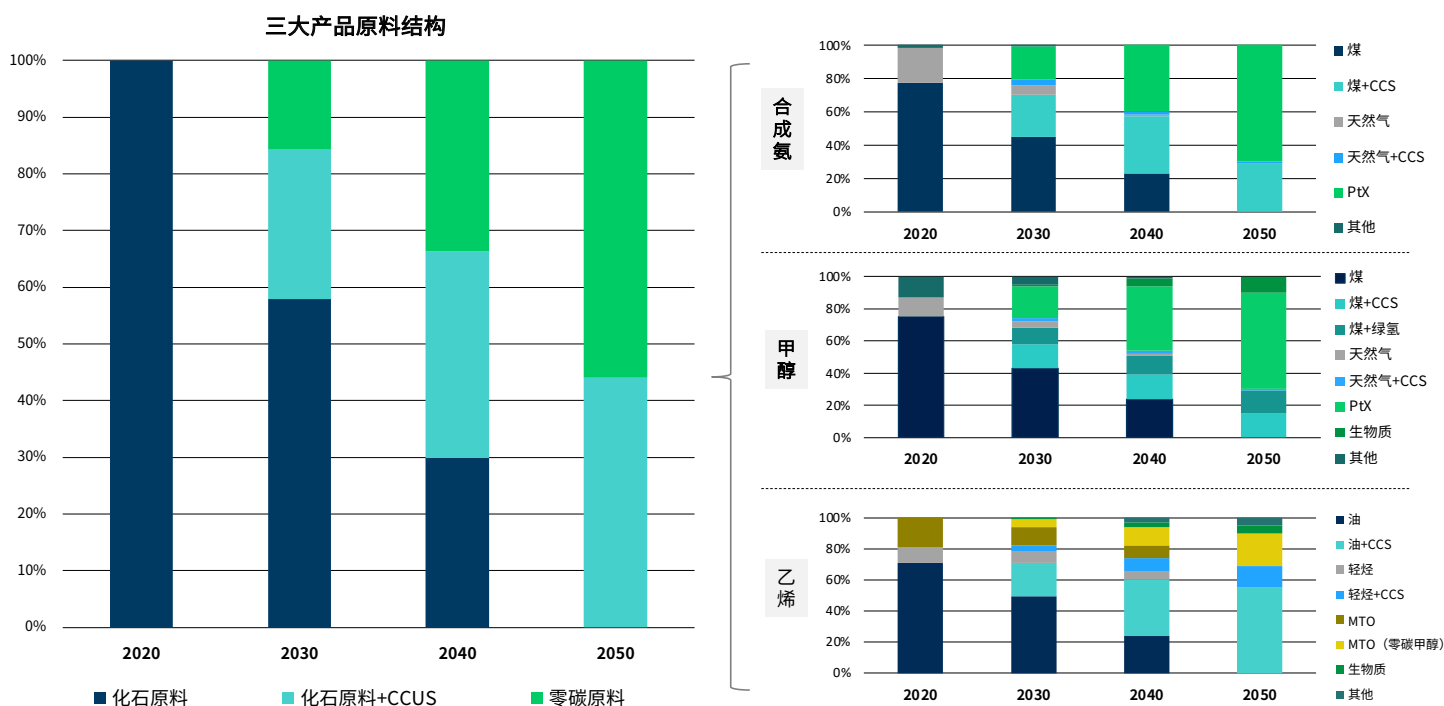
的资产较年轻,中短期内需规模化地在已有资产上添加CCUS,而基于绿氢路径的规模化将更多发生在中长期。此外,在退出落后产能和碳排放约束双重条件下,即使基于化石能源的生产路径可配备CCUS,但整体来看,基于煤、气等的资产仍然会有较大规模的退出。

图表I和图表J分别展示了零碳情景下中国化工行业转型路线图,以及合成氨、甲醇和乙烯生产转型过程中不同路径渗透率和规模的变化情况。

图表I 零碳情景下中国化工行业转型路线图



图表J 零碳情景下中国化工行业三大产品原料结构



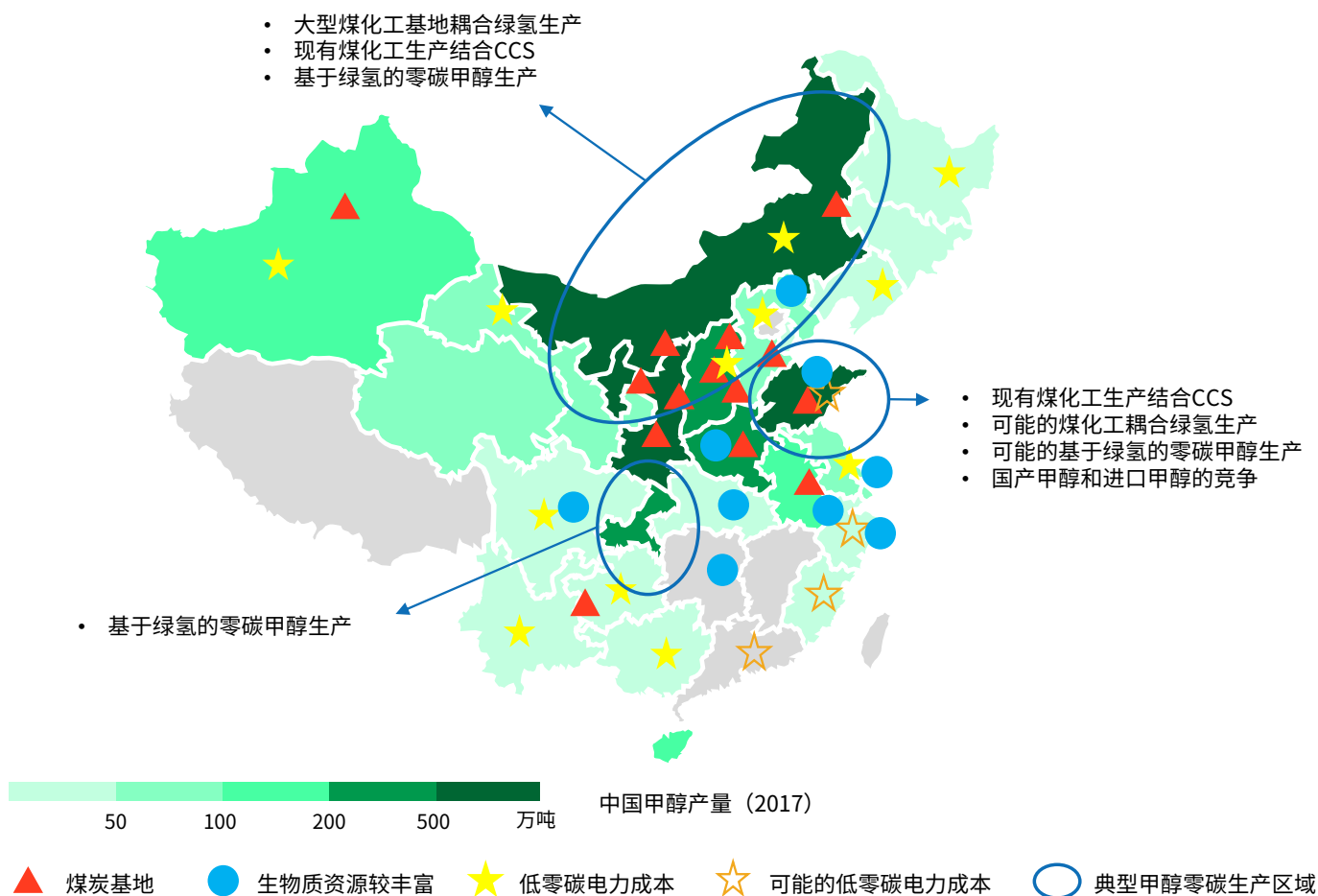
化工零碳生产路径依赖于各类碳减排技术和资源，包括零碳电力、CCS封存地、生物质资源等。从技术可行性、成本经济性和资源可得性三个角度综合考虑，化工零碳生产的产能更可能趋近于上述三类零碳资源条件优越的地区。相应地，从供给侧看，化工生产的分布将可能从趋近化石能源向趋近零碳资源转变。对目前产能分布惯性、已有基地规划、零碳资源的分布等因素进行综合分析，本研究得出了未来中国零碳化工产能的潜在地理分布。以甲醇的零碳产能为例，总体来说，该分布呈现以下特征：

- 在西北“金三角”<sup>iii</sup>地区为代表的煤化工基地，由于同时具备较优的可再生能源和碳封存地，未来可同时发展煤化工耦合绿氢、煤化工应用CCS以及基于绿氢的Power-to-X甲醇生产。

- 在云南、四川、重庆等西南地区，由于其水力资源优势以及目前相对较高的化石能源制甲醇成本，未来可成为基于绿氢的Power-to-X制甲醇的典型区域。
- 具有较优煤炭资源同时地处沿海的区域，以山东为代表，其潜在的零碳生产方式具有较大不确定性。
- 对于生物质资源较丰富的省份，只有可能出现规模相对较小的甲醇产能。

<sup>iii</sup> 即宁夏宁东能源化工基地、内蒙古鄂尔多斯市、陕西榆林市一带，由于其在地理上构成一个几何“三角”地带，统称能源“金三角”地区。

图表K 中国典型零碳甲醇产能区域及其可能的产能类型



中央政府关于东部和西部地区之间的电力和氢气运输规划将影响未来的化工产能布局。如果长距离的基础设施能够确保大量的平价电力或氢气从西部运往东部沿海地区，那么东部的现有产能可以利用西部丰富的可再生资源，将设备搁浅的风险降到最低。

此外，未来，中国的化工零碳生产可能出现三种模式，即（1）依托基地的大规模、集中式生产模式；（2）规模相对较小的分布式生产模式；和（3）与进口化工产品竞争的模式。在模式（1）中，由于大规模绿氢应用的土地限制、可再生能源就地制氢的非连续性问题，以及CCS适宜地的分布、规模等限制，实际转型中，需要

多种路径结合，形成综合性的解决方案。在模式（2）中，分布式的零碳化工生产的选址和规模都更加灵活，而条件较好的可再生能源分布区域是这种分布式零碳化工布局的首选。在实际转型中，需要分别考虑氢源和碳源如何获得。而对于模式（3），由于零碳化工产品仍有一定绿色溢价，中国也有可能转向进口化工产品而非国内生产。此外，除了直接进口终端产品外，中国也可能综合考虑成本经济性、各生产环节碳排放等因素，选择进口价值链上某一环节的产品作为原料，在国内生产终端产品，避免生产中的高碳环节。

# 政策建议

**促进国有企业等大型头部企业创新，针对性地开展关键技术、设备的研发和示范。**中国化工行业经多年发展，已形成以大基地为主体，国有企业引领行业发展的特色模式，产业化技术、大型化设备和规模化产能走在世界前沿。政府应高效指导国有企业和头部民营企业，对行业关键技术和设备有针对性地进行扶持，并加强跨界应用，通过政策保障和财政补贴等手段消除企业对于发展前沿技术风险的担忧。

**推动终端产品循环、高效利用，通过需求减量倒逼供给侧落后产能的淘汰。**目前，部分终端产品仍存在粗放、低效利用的情况，而利用效率的提高可减少初级化工产品的需求，实现排放减量。在政策上，应完善标准化管理，指导化工消费合理控量，缓解供给端的供应风险和减排压力。同时，应推广化工产品的循环利用。

**充分利用好国际市场外部环境，在综合考虑供应链安全的前提下，分阶段动态调整原料进出口政策，助力国内化工生产碳减排。**

在供应链安全的前提下，应综合中国化工行业价值链特点和国际产业链资源情况，动态调节进出口产品结构。短期内，可注重原料轻量化碳减排，进口轻烃原料。中期可探索从有丰富可再生能源的国家进口绿氢。长期看可进一步有效管控初级化工产品产能和结构。此外，积极推动全球技术交流。

**加大对碳减排技术的支持力度，降低其成本，同时利用碳市场等政策手段，内部化传统技术的碳排放成本。**通过鼓励低碳路径与抑制高碳路径双轮驱动，逐步降低低碳、零碳化工生产的绿色溢价。政策方面，可利用补贴、税收减免等方式鼓励绿氢等颠覆性技术的应用，同时加快将石化和化工行业纳入全国碳市场，将传统生产路径的碳排放成本内化入生产成本中。

**引导煤化工产业对煤炭的利用逐步向“一可作两不作”转型，即作为提供碳元素的原料，不作燃料，不作制氢反应剂。**政策应理性管控煤化工，避免过度激进控制。在原料属性方面，“作化工产品原料”。在能源属性方面，“不作燃料”。推动对化工装置尤其是高温反应设备的供热系统改造升级，鼓励新能源发展。此外，优先利用清洁方式制氢，煤炭“不作制氢反应剂”，将灰氢有序替换为绿氢。长期看，还可将化工产品范围三排放纳入考核范围，在保障供应前提下，科学有序地推广零碳生产路径。

**建立行业标准，完善消费端零碳产品认证体系，利用税收减免等方式培育零碳化工产品的需求市场。**应建立起低碳、零碳化工产品的行业标准和碳排放核算认证体系，鼓励各级政府和国有企业采购，并逐渐扩大应用范围。此外，还可以大型化工消费企业为切入点，逐步将低碳或零碳化工产品的消费习惯渗透到个人消费者层面。有序构建全社会对于低碳、零碳化工产品的需求和消费习惯。

**推动绿氢的全产业链建设，将化工行业的绿氢应用融入绿氢产业链的政策体系中，使得工业应用端与绿氢的制取、储运等环节互相促进不断成熟。**绿氢是未来化工行业碳减排的必要抓手，而化工也是现阶段氢气利用最大的下游行业，应利用化工对氢气的庞大需求量，缓解氢气制取储运等其他环节主要参与者对资产搁浅的担忧，并优化需求端结构，打通氢能产业链的各个环节。

1 石油和化学工业规划院数据，2021

2 我国石化化工行业碳达峰、碳中和路径研究，石油和化学工业规划院，2021

3 中国二氧化碳捕集利用与封存 (CCUS) 年度报告，生态环境部环境规划院、中国科学院武汉岩土力学研究所、中国21世纪议程管理中心，2021



李抒苡, 薛雨军, 王珮珊, 碳中和目标下的中国化工零碳之路, 落基山研究所, 2022

RMI 重视合作, 旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此, 我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。 <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>



除特别注明, 本报告中所有图片均来自iStock。



**RMI Innovation Center**

22830 Two Rivers Road  
Basalt, CO 81621

[www.rmi.org](http://www.rmi.org)

©2022年4月, 落基山研究所版权所有。Rocky Mountain Institute和RMI是落基山研究所的注册商标。