



Energy Cooperation Platform  
中国 – 欧盟能源合作平台

# 欧盟企业在中国液化天然气、CCUS 及绿氢领域的机遇：支持政策和融资需求

2023 年 11 月



欧盟对外政策工具资助项目

本报告由以下人员编写：

ISSARD François，国际高级能源顾问

宋祺，高级顾问（LNG）

李彦忠，ICF 首席气候顾问（CCUS）

田泽普，高级顾问（绿氢）

中欧能源合作平台（ECECP）

网站：<http://www.ececp.eu>

电子邮件：[info@ececp.eu](mailto:info@ececp.eu)

中欧能源合作平台于 2019 年 5 月 15 日启动，旨在支持和落实《关于落实中欧能源合作的联合声明》中的举措。ECECP 平台的总体目标是加强中欧能源合作。根据《欧洲绿色协议》、欧洲能源联盟、《全欧洲人共享清洁能源倡议》、气候变化《巴黎协议》和欧盟《全球战略》，通过加强合作，增进欧盟与中国之间的互信和理解，为推动全球能源向清洁能源转型，建立可持续、可靠和安全能源系统的共同愿景做出贡献。ECECP 二期项目由 ICF 国际咨询公司和中国国家发展和改革委员会能源研究所共同实施。

## 免责声明

本报告中所述信息和观点均为作者观点，并不一定反映欧盟、中国国家能源局或 ECECP 的官方意见。欧盟、中国国家能源局或 ECECP 均不对本研究相关数据的准确性负责。欧盟、中国国家能源局、ECECP 或其任何个人代表概不对报告信息的使用负责。有关 ECECP 的更多信息，请访问官方网站 (<http://www.ececp.eu>)。

© 欧盟 2023。版权所有。

英文编辑：Helen Farrell，中文编辑：赤洁乔



## 序言

中欧能源合作平台（ECECP）致力于支持欧盟和中国的能源转型。2023 年，ECECP 发布了两份与中国绿氢、CCUS 及液化天然气行业商业机会高度相关的报告，包括联合声明报告《灵活高效的全球液化天然气能源市场联合合作条件及优先事项》以及 ECECP II 旗舰项目《净零碳基础设施投资与技术》。

这些报告确定了几个关键的合作领域，包括：深层天然气勘探、提高天然气和 LNG 存储及基础设施的可及性、天然气价值链的监管、氢气管道等能源商品的替代性运输形式、电力多元转换（P2X）基础设施、二氧化碳捕集、利用和封存（CCUS）。

本报告《欧盟企业在中国液化天然气、CCUS 及绿氢领域的机遇：支持政策和融资需求》是在上述两份报告基础上的后续报告，探讨了中欧在这些领域的具体合作机会。

绿氢是一个颇具前景的合作领域，中欧双方都为这一领域的发展制定了雄心勃勃的目标。绿氢不仅可以利用太阳能和风能等可再生能源生产，而且可以为运输、制造和发电等多个行业的脱碳提供助力。

CCUS 是减少温室气体排放的另一项重要技术，可以捕捉工业生产过程和发电厂产生的二氧化碳，并将其输送到封存地点，永久性地封存于地下。CCUS 技术可在中国重工业（如钢铁和水泥生产）的脱碳过程中发挥重要作用。液化天然气（LNG）行业对欧盟和中国同样重要，可以实现天然气的清洁、高效运输，有助于实现能源供应的多样化，提高能源安全。

报告还强调了跨境基础设施对于支持这些领域合作的重要作用。例如，运输绿氢和二氧化碳都需要管道，而 LNG 的进出口则需要 LNG 终端。基础设施建设方面的合作有助于降低这些能源资源的运输成本，使企业更容易在这些领域进行投资。中欧在能源领域的合作由来已久，双方的密切合作有利于加快中国绿氢、CCUS 及液化天然气行业的发展，并能够在很大程度上促进各自气候目标的达成。

希望本报告能够为中欧双方有意在绿氢、CCUS 及 LNG 领域寻求合作机会的企业和政策制定者提供宝贵参考。

Flora Kan 博士  
中欧能源合作平台项目主任

## 执行摘要

化石燃料的使用导致全球气温升高，灾难性天气事件和极端气温就是证明。为了避免全球变暖带来的最严重后果，必须加快淘汰使用石油和天然气。

本报告探讨了中欧以及双方企业之间的合作方式，以期加快开发当前主要能源的替代品，包括液化天然气（LNG，可替代煤炭或石油）、氢气等替代载体，以及碳捕集、利用和封存（CCUS）等去碳化技术，以减少污染最为严重的行业的碳排放。

为此，报告通过对相关技术及其可能被纳入能源市场的不确定性进行非详尽的总结，对所涉及三个话题的欧洲及中国情况分别进行了分析。

需要指出的是，对于严格使用可再生能源（有保障的绿色电力和 / 或核能）生产的绿氢，其未来的发展仍有很长的路要走。氢气的生产和使用复杂多样，而目前建立一个具有一整套完善标准、认证和法规的规范的大型氢能市场的条件尚不具备。

因此，对于潜在的欧洲工业参与者来说，进入中国市场的风险仍然很高，即使其中一些已经在价值链的某些环节中占据了有利地位。

在绿氢领域，中国优先考虑的是制造环节（即氢气、电解槽、设备等的生产），而欧洲的重点则是建立一个协调的监管和经济环境，以创建一个正常运作的市场，并最大限度地减少可能对资本造成的破坏。本报告倡导一种“双赢”的合作模式，即分享中欧双方的最佳技术和专业知识。

碳捕集、利用和封存技术正处于示范阶段。欧洲正在打造一些未来的大型项目，目前仍在初始阶段，中国也紧随其后。CCUS 技术组合包括二氧化碳的回收，并对其进行可持续利用或封存，旨在为那些到 2050-60 年仍在使用化石燃料的行业实现碳中和提供一种可行的方法。

现在需要加快推进从当前的试点阶段向全面工业化的过渡，以大幅降低成本，同时也亟需完善立法（特别是与碳定价有关的立法），以实现公平的市场条件以及不同区域间的协调。

中欧企业已经在 CCUS 领域开展了合作，但这种合作仍需进一步扩大并获得更有力的支持，例如通过欧盟和中国之间的临时和统一的制度性支持（如融资援助工具、税收等）。

与此同时，液化天然气也在全球化的市场模式中不断发展，在这种模式下，中欧企业之间，以及各自与生产国及其代表之间已经建立了强大的合作伙伴关系。进一步开放中国天然气市场将有助于促进中欧双方实现进一步的融合。欧洲运营商希望尽快借此优化其在中国的运营，同时帮助中国合作伙伴进一步融入全球能源市场。这反过来将有利于促进国际稳定，通过建立共同利益而为所有相关方带来安全的能源供应。

最后，报告还对欧盟或中国引入可能无意中给投资造成障碍的政策进行了反驳。明确的工业产权规定对于新步入中国市场的欧洲企业投资能源领域的新兴行业也至关重要，创新和研发将在其中发挥重要作用。

# 目 录

<b>1. 液化天然气商业现状</b>	<b>1</b>
1.1 全球市场概述	1
1.2 天然气存储	2
1.3 2023 年中国 LNG 基础设施蓬勃发展	3
1.4 中国自 2023 年 1 月起发布的中央和省级天然气新政策	3
1.5 中国 LNG 跨境人民币结算	4
1.6 LNG 航运与加气	4
1.7 新的 LNG 购销协议	5
1.8 与欧洲企业的合作	7
1.9 商业机会考虑因素	7
<b>2. 氢能</b>	<b>8</b>
2.1 概述	8
2.2 中国国家层面氢能政策分析	9
2.3 绿氢当前的商业规模及目标	13
2.4 氢产业链	15
2.5 市场预期与前景	18
2.6 欧盟氢能发展概述	19
2.7 建议	21
2.8 结论：创造氢能领域的商业机会	21
<b>3. 碳捕集、利用与封存</b>	<b>23</b>
3.1 概述	23
3.2 中国 CCUS 政策的发展	24
3.3 CCUS 对中国的价值	25
3.4 中国 CCUS 的发展现状	27
3.5 结论与建议：未来挑战	35
3.6 附表 I：中国 CCUS 的相关政策	38

3.7 附表 II：中国 CCUS 示范项目 42

4. 共同结论 46

附录 47

    图片目录 47

    表格目录 48

# 1. 液化天然气商业现状

## 1.1 全球市场概述

2023 年，全球天然气市场的紧张局势有所缓解，与 2022 年相比有所缓和，欧洲能源和气候变化中心 2023 年 4 月赞助的一份报告（“提出在灵活高效的全球液化天然气能源市场上开展联合合作的条件并概述优先事项”）也讨论了这一情况。然而，液化天然气继续充当全球强劲需求与滞后供应之间的缓冲器，在中短期内形成卖方市场。

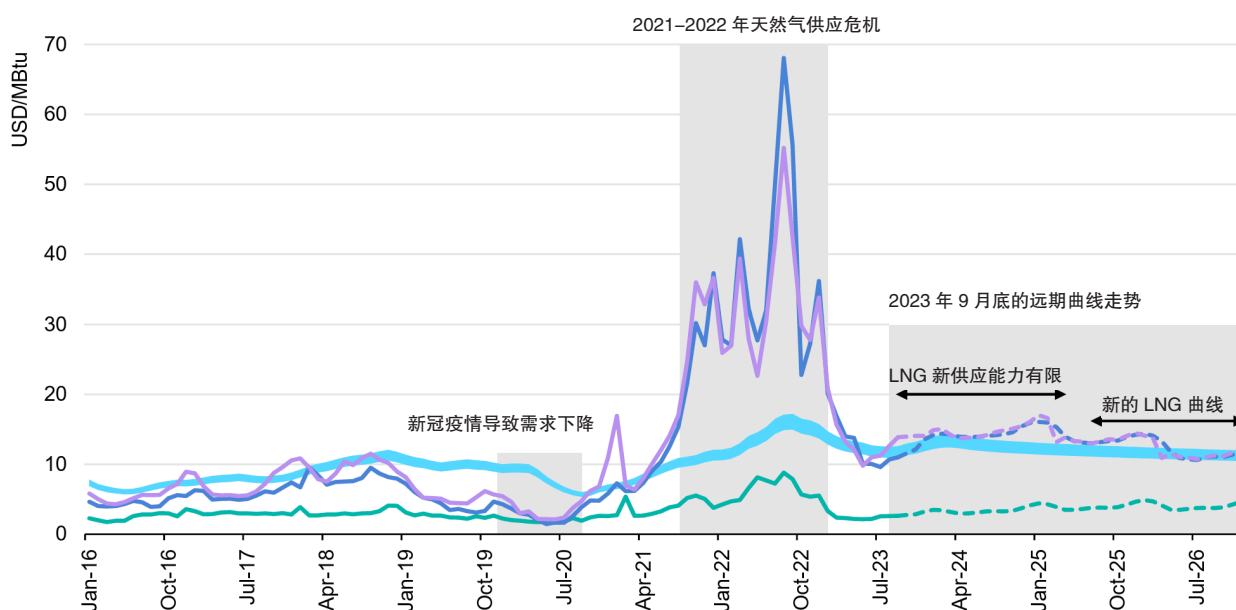
事实上，尽管欧洲需求下降，但 2023 年天然气供应仍然结构性紧张，使价格保持相对高位，高于历史平均水平，波动性相对较大（参见图 1.1）。虽然没有出现去年的恐慌性波动，但市场仍会对价值链中的任何事件做出反应，这在 2023 年夏季澳大利亚罢工或挪威停电后显而易见。

欧洲成功地大幅降低了天然气消耗量，同时增加了可再生能源（水电和太阳能）的发电量。

在需求方面，德国并没有偏离以进口液化天然气替代俄罗斯天然气的战略，而是继续签署长期购买协议，并计划新建 LNG 接收站。德国的决定可能会使其在几十年内成为重要的液化天然气进口国。其他东欧国家也可能效仿，如波罗的海国家和波兰。

天然气产量下降的亚太地区对液化天然气的需求正在增加：2023 年前三个季度的液化天然气进口量同比增长了 2.6%（63 亿立方米）。这一增长主要是由中国驱动（见下文）。

图 1.1：天然气价格假设 —— 远期曲线显示中短期价格高于历史平均水平

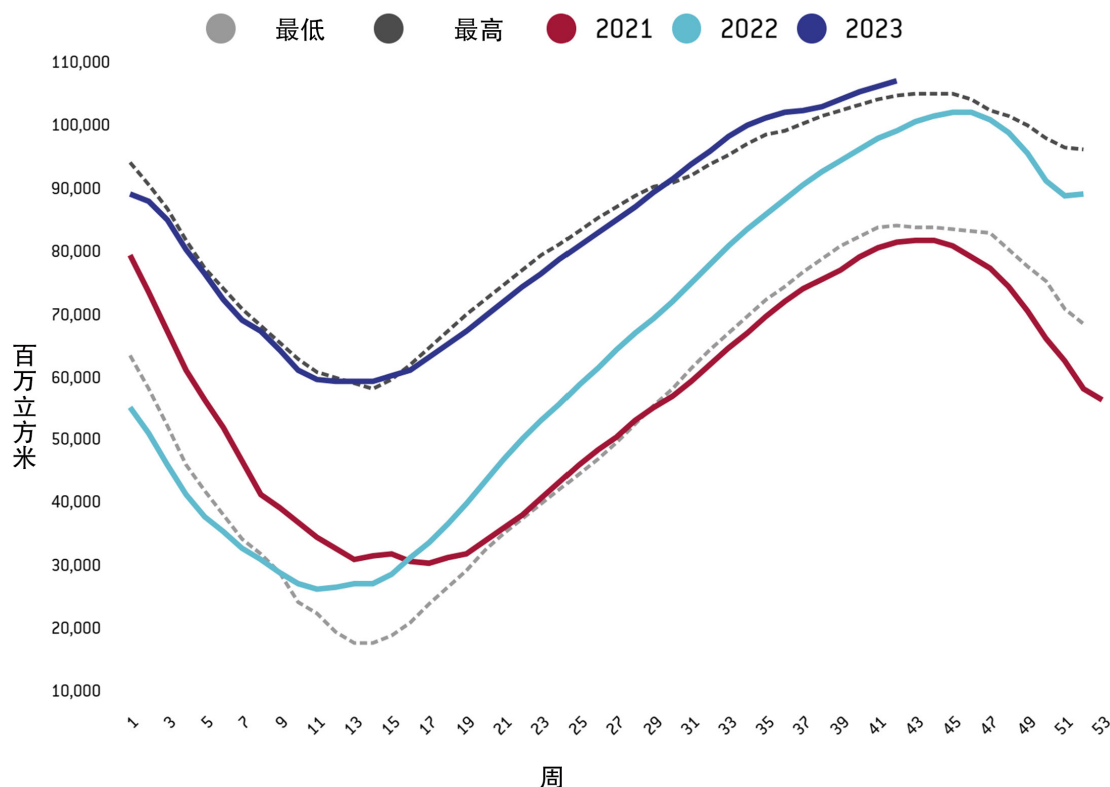


来源：IEA Medium Term Gas Report 2023

## 1.2 天然气存储

与 2022 年的情况一样，随着冬季的临近，欧盟的储气量同样保持高位，因此可以对 2023-24 供暖季持谨慎乐观的态度（见图 1.2）。

图 1.2: 2021-23 年欧洲储气量及 2015-20 年最低和最高储气量



注：最低和最高值均为 2015-2020 年期间数据。

来源：AGSI: <http://agsi.gie.eu/#/>

中国的储气水平也保持高位，运营商在 2023 年夏季补充了库存（见下文）。

在其他条件相同的情况下，市场能否继续保持相对稳定，将在很大程度上取决于北半球即将到来的冬季的天气变化。

然而，2024 年以后的情景充满了不确定性：

- 需求方面：世界经济将如何应对反复出现的政治危机和相关不稳定因素、高通胀和高利率、能源转型承诺。
- 供应方面：新的供应（主要来自美国）能以多快的速度进入市场、现有合同到期情况、新的合同条款（灵活性、选择性）。

根据一些不定期发布的公告，尽管地缘政治局势动荡，但一些欧洲能源公司在中国天然气市场仍然相当活跃，这反映出商业环境依然有利。

在接下来的 5 章节中，我们将更详细地回顾，中国液化天然气在一系列政策和投资决策后的最新发展趋势。



### 1.3 2023 年中国 LNG 基础设施蓬勃发展

中国对天然气的需求再次恢复到疫情前的趋势（中国的 LNG 净进口量在经历了 13 个月的同比下降后，于 2023 年 3 月开始恢复，2023 年第一季度至第三季度与 2022 年相比增长了 13%（78 亿立方米），2023 年有三个新的进口接收站投产，使 27 个进口接收站的年总进口能力达到 1.2 亿吨（1560 亿立方米）。

这三个新接收站是：

- 河北省唐山市，由新天绿色能源公司所有，年接收能力 500 万吨（68 亿立方米）。
- 浙江省温州液化天然气项目（浙江省第四个液化天然气接收站），由浙江能源集团所有，初期年接收能力为 300 万吨（约 40 亿立方米）（可扩展至 1000 万吨）。
- 南沙液化天然气（广州），为广州天然气公司所有，初期产能为 110 万吨/年（14 亿立方米/年），于 2023 年 8 月接收来自印尼的第一批货物，是中国的第 27 个接收站。<sup>1</sup>

液化天然气基础设施的激增证明，液化天然气已成为中国能源转型战略的重要组成部分。液化天然气显然不再仅仅是为了应对国内需求的增长，它还被用来帮助稳定国家的能源供应。这些较高液化天然气进口量的用途（国家安全储存）也表明了这一点。中国正在优先考虑稳定过渡。

这一扩张速度印证了中国当前国家战略计划目标，即到 2040 年，天然气需求将达到每年 5500–6500 亿立方米的峰值，或占全国能源结构的 12%–15% 左右。

因此，2023 年上半年液化天然气进口量达到 461 亿立方米（3340 万吨）较 2022 年同期增长了 7%，（2021 年和 2022 年全年分别为 7930 万吨和 6410 万吨）。如上所述，这些进口的大部分显然没有进入中国的消费市场（只有 540 万吨），而是作为战略储备（2800 万吨）。

此外，尽管与此同时，天然气的总体有效需求也在减少，但国内生产的液化天然气量同比增长 7.6%，达到 960 万吨，这既反映了自给自足的国家目标，也反映了国内利基市场的弹性。

就全球液化天然气流动而言，2022 年，地缘政治条件为亚洲和欧洲市场之间的套利提供了机会，而 2023 年则不同，中国贸易商无法将货物转运到欧洲，这便解释了为何液化天然气会流回国内库存，因为经济动力不足，无法吸收过剩供应。

如果这种进口趋势在 2023 年剩余时间内持续下去，中国可能超过日本，重新成为世界最大的液化天然气进口国。

因此，到 2040 年，中国的液化天然气年进口能力将达到 20000–24000 万吨，这些能力主要集中在三个地区：环渤海地区、大湾区和长江三角洲地区。

中国公司（中石油、中石化、浙江能源、新奥能源、北京燃气）已通过各种长期合同（中石化和中石油的合同长达 27 年）获得了约 1500 万吨的液化天然气供应。

中国正在签订大量的长期（10 年以上）液化天然气合同，而其他国家则更侧重于短期和中期（2–10 年）。这种反差可能部分反映了各国参与气候活动的不同理念和时间表。

此外，其中一些液化天然气采购合同还附带了相应液化项目的配套股权，如中国石油天然气集团公司（CNPC）和中国石油化工集团公司（Sinopec）与卡塔尔能源公司（Qatar Energy）在北方气田（North Gas Field）的交易。这再次证明了中国对液化天然气作为其能源市场需求缓冲的战略远见和长期利益。

### 1.4 中国自 2023 年 1 月起发布的中央和省级天然气新政策

- **液化天然气接收站** – 国家能源局发布《2023 年能源监管工作要点》，要求各机构、各部门指导

<sup>1</sup> 中国的能源战略规划要求在未来 5 年内建设 92 个液化天然气接收站。其中，27 个已投入运营，18 个在建，47 个处于规划阶段。

液化天然气接收站等相关设施高质量公平开放，服务天然气保供稳价。。

- 《加快油气勘探开发与新能源（可再生能源）融合行动计划（2023–25 年）》。该行动计划要求海上打造以风电与天然气发电融合发展为主的综合能源模式，为海上平台提供稳定可靠的绿色电力。
- 《关于 2023 年建设以液化天然气为基础的国家骨干冷链物流基地的通知》；该通知提出，依托现有液化天然气设施布局，并积极利用 LNG 冷能。
- 山东省印发了《建设绿色低碳高质量发展先行区三年行动计划（2023–2025 年）》。根据该计划，将以青岛港、烟台港为重点，建设一批百万吨级沿海 LNG 接收站，打造千万吨级沿海 LNG 接卸基地。
- 《2023 年能源工作指导意见》。根据该指导意见，将推进以地下储气库为主、沿海液化天然气储罐为辅的储气设施集约化布局。
- 《天然气利用政策（征求意见稿）》。根据该征求意见稿，以下用户在天然气利用顺序方面被划归为优先类：
  - » 远洋运输、工程、公务船舶以及开发、利用和保护海洋的海洋工程装备（含双燃料和单一液化天然气燃料）
  - » 在内河、湖泊、沿海以液化天然气为单一燃料的运输、工程、公务船舶及装备；
- 《深圳市碳达峰实施方案》：
  - » 建设大鹏液化天然气走廊，推动深圳市天然气储备与调峰库二期、广东大鹏液化天然气接收站扩建工程储气设施、国家管网深圳 LNG 应急调峰站二期等项目建设。
  - » 持续推进深圳天然气交易中心建设，加快建成亚洲东部液化天然气加注中心，2025 年完成国际航行船舶保税 LNG 加注 50 万立方米（液态），吸引国内外优质燃气企业在深设立贸易公司，全力打造天然气贸易枢纽城市。

## 1.5 中国 LNG 跨境人民币结算

2023 年地缘政治的一个非常重要的发展是人民币被确立为液化天然气贸易和跨境结算的参考货币，相关例子如下：

- 2023 年 3 月，中国海油与道达尔能源通过上海油气交易中心平台完成国内首单以人民币结算的进口液化天然气采购交易，该交易所于 2020 年 8 月启动了国际液化天然气交易。
- 2023 年 4 月，中国国有企业中国石油的下属公司与阿联酋阿布扎比国家石油公司（ADNOC）的下属公司也完成了以人民币结算的跨境液化天然气贸易。
- 根据上海石油天然气交易所（SHPGX）的声明，2023 年 8 月，中国海洋石油总公司（中海油）与新加坡 Pavilion Energy 公司完成了一笔以人民币结算的国际液化天然气贸易，这是首笔以人民币结算的液化天然气海外销售交易。
- 中国石化的全资子公司中国国际石油化工联合有限责任公司与 ADNOC 完成了首笔以人民币结算的液化天然气采购交易。

## 1.6 LNG 航运与加气

2023 年，中国在液化天然气运输船建造和液化天然气加注服务方面取得了新进展。

首先，根据 2026-2028 年新一轮发展规划，中国大型造船厂连续获得订单，使中国企业在全球液化天然气运输船市场的份额从 7% 飙升至 35%。2022 年，中国造船企业共获得 55 艘大型液化天然气运输船订单。

其次，有三家公司在中国开展了远洋船舶液化天然气加气业务。第一家是上海国际港务集团（SIPG）旗下的上海上港能源服务有限公司。该公司拥有一艘 20000 立方米的液化天然气加注船，是世界上最大的液化天然气加注船。自 2023 年 2 月以来，该公司已为 CMA-CGM、ZIM 和其他航运公司提供加气服务 50 次，总加注量达 7100 万 MMBtu。2023 年 9 月 21 日，该公司还与地中海航运有限公司（MSC）签订了液化天然气加注标准条款协议。第二家公司是中国石油深圳国际液化天然气有限公司。该公司为法国达飞轮船公司（CMA CGM）的集装箱船和散货船提供加注服务。第三家公司是中海油（深圳）国际海洋清洁能源有限公司，该公司已为达飞轮船公司的集装箱船和油轮提供加注服务。中国海油还与 Pavilion Energy 和 Gasum 签署了国际液化天然气加注合作协议，在中国、新加坡和欧洲提供全球综合液化天然气加注服务。

### 1.7 新的 LNG 购销协议

自 2023 年开始，中国公司已签署了 10 份液化天然气合同。其中一份是 2023 年 8 月中国石油与泰国电力局（EGAT）签订的销售合同。其他九份是采购合同，年合同总量（ACQ）约为 10.9 百万吨 / 年（见下表）。

签订日期	卖方	买方	合同类型	ACQ mmtpa	开始日期	合同期限 (年)
23 年 9 月	中石油	泰国电力局	LNG SPA	1.2	2025-01-01	3
23 年 9 月	ADNOC LNG	中石油	LNG SPA	0.2	2028-01-01	5
23 年 7 月	Mexico Pacific Limited	浙能集团	LNG SPA	1	2028-12-01	20
23 年 6 月	Cheniere Marketing	新奥股份	LNG SPA	1.8	2030-01-01	20
23 年 6 月	Cheniere Marketing	新奥股份	LNG SPA	0.9	2026-07-01	4
23 年 6 月	Qatar Energy	中油集团	LNG SPA	4	2026-01-01	27
23 年 4 月	PETRONAS	中石油	LNG SPA	0.6	2025-01-01	5
23 年 4 月	PETRONAS	中石油	LNG SPA	0.4	2023-05-01	9
23 年 2 月	Venture Global LNG	中国燃气	LNG SPA	1	2027-07-01	20
23 年 2 月	Venture Global LNG	中国燃气	LNG SPA	1	2026-07-01	20

## 专栏 1：2023 年中国液化天然气相关大事年表

中国的液化天然气产能继续稳步增长。一些液化天然气再气化终端已达到重要的里程碑，而新项目也已获批。以下是一些年度重要事件的梳理，以供参考。

- 2023 年 2 月 7 日，粤港澳大湾区(GBA)首个 27 万立方米液化天然气储罐主体工程完工。作为中国海油金湾绿色能源港二期项目的一部分，该储气库将大大提高粤港澳大湾区的天然气供应安全。
- 2023 年 5 月 14 日，全球最大的海上液化天然气接收站——香港海上液化天然气接收站（FLNG）投入试运营，接收能力达 263000 立方米，并于 9 月 21 日正式投产。
- 2023 年 6 月 18 日，曹妃甸新天公司唐山液化天然气项目一期工程投产，进入试生产阶段。该项目设计接卸能力 1200 万吨，规划建设 20 座液化天然气储罐（每个储罐 20 万立方米）和 2 个泊位，总投资 253.9 亿元人民币（29.8 亿欧元）。2023 年 7 月 13 日，曹妃甸公司与上海石油天然气交易中心签署战略合作协议，共同拓展液化天然气接收站服务，促进天然气全产业链协调有序发展。
- 2023 年 6 月 21 日，华润燃气控股的江苏如东液化天然气接收站项目在如东阳光岛洋口港区提前开工建设。洋口港正在建设四个液化天然气泊位。全部建成后，阳光岛年处理规模将达到 2200 万吨，相当于约 308 亿立方米天然气。
- 2023 年 6 月 25 日，中国最大的液化天然气储罐和首个 27 万立方米的液化天然气储罐在山东省青岛市建成。投入运营后，青岛液化天然气接收站的年输送能力将达到 700 万吨。
- 根据壳牌中国的声明，2023 年 6 月 20 日，壳牌中国与中国石油天然气股份有限公司签署了液化天然气接收站中长期使用协议。
- 据报道，2023 年 7 月 28 日，哈纳斯普天液化天然气项目用海获得国务院批准，划拨海域面积为 2107 亩。该项目包括一个新的 LNG 泊位和两个 LNG 储罐，每个储罐的容量为 20 万立方米。
- 2023 年 9 月 10 日，江苏国信如东液化天然气二期项目获批进入开工建设准备阶段。两期项目全面建成后，总罐容达 80 万立方米，最大储气能力为 4.8 亿立方米，最大日供气量可达 6000 万立方米，可保障江苏省全行业 3 天的用气量。项目配套的 LNG 专用接卸码头年装车能力为 80 万吨，年周转能力可达 600 万吨。
- 天津大港形成“一港两企（中石化和北京燃气）三泊位”的液化天然气接卸格局。中石化天津液化天然气接收站二期已建成，将于 2023 年底投产，储气量 10.8 亿立方米；北京燃气液化天然气已进入调试阶段，储气量 12 亿立方米。
- 浙江能源舟山六横液化天然气接收站一期工程已开工建设。该项目规划建设一座 15 万吨级 LNG 船舶专用码头，4 座 22 万方储罐及相应工艺设施，投产后年供气能力可达 84 亿立方米。
- 烟台有三座液化天然气接收站正在建设中，计划于 2023 年底投入运营。其中，国家管网龙口南山接收站年接收能力 2000 万吨，年供气能力 280 亿立方米；中石化龙口接收站年接收能力 650 万吨；西港液化天然气接收站的最大接收能力为每年 590 万吨。
- 广西已宣布有意加快北海和防城港沿海液化天然气接收站的大型储气设施建设。

## 1.8 与欧洲企业的合作

在 2023 年夏季发布的《欧盟企业在中国建议书 2023/24》中，中国欧盟商会提出了与中国天然气相关的主要建议。其中有几条建议值得在本报告中引用和强调，因为它们与当前中国外商投资的整体环境和整个能源商业环境息息相关。这些建议如下：

- 在中国的能源法规中强调天然气对于实现碳中和的作用；
- 加快推进天然气基础设施监管体制改革：
  - » 向所有市场主体开放投资，包括私营企业和外商投资企业；
  - » 确保对所有上游生产商和下游终端用户开放；
  - » 明确天然气基础设施第三方准入条件；
  - » 优化 LNG 接收站使用协议（短期、中期和长期）的关税条款、容量分配和优先排序条件以及处罚条款；
  - » 对基础设施容量销售采取非歧视性规则；
- 鼓励省级管网公司同时向国家管网和外商投资企业开放；
- 鼓励国家管网对外资进入持开放态度；
- 改善下游竞争环境，为小型企业提供公平且开放的供应渠道，允许城市燃气企业和工业企业直接从天然气生产商采购；
- 鼓励建设对国内外所有投资者开放的储气系统，特别是地下储气设施；
- 在市场体系下建设具有独立商业业绩指标的地下储气库；
- 明确市场监管，促进外商投资企业对天然气基础设施的直接投资，以提高供应安全、减少进口需求；
- 制定与国际接轨的国家标准，鼓励 LNG 加注；
- 鼓励沿天然气价值链部署甲烷减排措施和技术。

## 1.9 商业机会考虑因素

有关市场改革的建议此前已在欧盟商会立场文件的早期版本和各种中欧论坛交流场合被屡次提及。然而，从根本上改革天然气市场的必要性依然强烈。

能源是涉及国家安全的敏感话题，对中国如此，对任何主权国家也是如此。跨国能源企业已经证明了其存在的价值，他们能够以最佳的成本为终端用户提供产品和服务，带来创新并创造价值，前提是允许其在市场上全面运作。然而，几十年来，外国能源企业在中国的运营和发展环境仍充满挑战。

此外，近年来能源领域合作取得的突破进展相对有限，似乎表明在外商企业在深度参与中国经济发展方面仍存在一些体制机制的障碍。

因此，必须尽快在天然气领域进行意义深远的改革，正如上面建议中提到的，一方面应促进外商企业在中国市场的稳定发展，另一方面还应推动中国企业向国际高端市场进军，从而助力于中国加快实现碳中和宏伟目标。

已在中国开展业务的外国实体已成功驾驭了中国的复杂环境，并已展示出投资国家和地区层面天然气基础设施的能力，应考虑给予其更广泛参与中国天然气市场发展的机会，包括产业上下游各个环节。

全球经济形势恶化、危机频发、高利率、地缘政治竞争的的压力和能源转型的挑战，都预示着中欧需要在能源领域，特别是天然气 / 液化天然气领域开展更高层次的合作。



## 2. 氢能

### 2.1 概述

氢能当前在全球能源结构中仅占很小的比例，而且还存在一个问题：即目前基本上是由化石燃料（天然气和煤炭）生产。因此，如果要将氢气作为首选燃料，并在现有基础上扩展其应用，就需要同时开发具有成本效益的脱碳工艺，以解决现有供应链中的相关排放问题。

与天然气相比，由于氢的能源效率相对较低，其用途似乎更为有限，仅局限于交通和工业等特定且有限的用途。此外，氢还可以在确保电网稳定方面发挥作用。

这里的关键在于新技术、设备和基础设施以及市场机制的快速发展，这就需要成功、协调地实施专门的支持政策。

不同的国际机构都在讨论氢能在中国乃至全球范围内可能发挥的作用。

2021 年，国际能源署（IEA）在一份特别报告中指出：“氢能可以为中国能源系统的脱碳战略做出贡献，例如在工业过程中用作燃料和原料；通过燃料电池的形式助力电动交通；以及为航运和航空生产合成碳氢燃料。”

中国在全球化工行业中占据很大份额，拥有强大的炼油能力，这些都是目前氢气需求的主要来源，因此中国的氢气生产居世界领先地位，但其依赖煤炭的生产方式排放强度较高。2020 年，中国的氢气产量约为 3300 万吨，约占全球总量的 30%，其中大部分（三分之二）由煤炭生产，相关的二氧化碳排放量约为 3.6 亿吨。

因此，氢能的长期发展取决于战略性的供需选择，如果以甲烷为基础，则必须使用碳封存技术（见下文有关 CCUS 的部分）。

要实现零排放，氢气必须通过可再生能源或核能所发的电力电解生产，而利用煤炭或天然气生产的氢气只能在过渡时期发挥作用。

因此，绿氢才是未来发展的方向，即由可再生能源或核能发电电解生产的氢气。

中国和欧盟都分别发布了各自的氢能战略，即《2022 年氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》以及《欧洲气候中和氢能战略》。尽管欧盟及其多个成员国已经制定了详细的量化目标，但中国直到最近才愿意这样做，这反映出其最初对于发展自给自足、具有成本效益的绿氢价值链信心有限。然而，正如本报告所示，2022 年和 2023 年发生的一系列事件以及绿色产业的发展趋势似乎表明，在雄心勃勃的倡议推动下，这一战略出现了拐点，尤其是在一些地区和省份。

鉴于这些行业展现出的强劲发展势头，中国和欧盟之间可能会在氢价值链管理、支持性政策制定、减碳和工业应用等领域开展合作。

这对于欧洲企业来说可能意味着巨大的商机，他们可以作为供应商（如电解槽制造商或氢气生产商）以及研发和合资伙伴与中国企业开展合作。

显然，在权衡欧方利益的同时，也应考虑中国加快制造业发展和技术共享所带来的风险。

有鉴于此，本章将首先回顾中国氢能产业的发展现状，重点关注 2022 年和 2023 年的最新情况，随后简要概述欧盟氢能发展前景，并最后探讨绿氢领域合作的商业环境和机遇。

## 2.2 中国国家层面氢能政策分析

### 2.2.1 2022 年国家政策发布：制定 2025 年目标，支持可再生能源制氢

2022 年 3 月 23 日，国家发展和改革委员会和国家能源局联合发布了《氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）》。文件首次对氢能发展进行了明确定位，尤其是将其放在国家能源战略的大背景下。规划指出，氢能是中国国家能源体系的重要组成部分，是绿色转型的重要载体，也是新兴产业的重点发展领域。

文件提出了一个量化目标：“到 2025 年，燃料电池汽车（FCV）保有量达到 5 万辆左右，并将相应部署和建设一批加氢站。可再生能源制氢能力将达到每年 10 万至 20 万吨。”值得注意的是，“5 万辆燃料电池汽车”的目标与工信部提出的 2021 年燃料电池汽车示范城市群整体补贴政策一致。这意味着，国家层面的补贴是支持电动汽车推广目标达成的关键因素。不过，考虑到近年来一些在建项目的规模已经超过 1 万吨，每年利用可再生能源生产 10 万至 20 万吨氢气的目标显得相对保守。例如，内蒙古等一些地方政府计划到 2025 年每年生产 50 万吨氢气。

在鼓励发展的方向方面，除了之前提到的对交通领域的支持外，文件重点关注了“储能、电力和工业领域”。可再生能源制氢将对氢能发展起到重要的支撑作用，而储能和电力将成为重要的应用方向。

这意味着新政策明确将优先考虑用可再生能源制氢，而不是目前中国大部分氢的来源——化石燃料。

图 2.1：中国氢能产业中长期发展规划

产业发展背景：		产业定位：	
全球氢能产业正在经历	中国氢能产业处于起步阶段，但已初具规模	中国氢能产业仍面临一系列问题	能源系统的重要组成部分：利用储能构建多能互补体系。
			能源消费领域实现绿色低碳转型的重要载体：因地制宜的跨部门应用。
			战略性新兴产业和未来产业重点发展方向；产业转型升级新增长点、优质经济发展新动能。
● 快速发展。占全球GDP中75%的30多个国家已经发布了氢能发展路线图。	● 世界最大产氢国 ● 初步掌握整个工艺流程 ● 小规模示范应用 ● 超过300家企业	● 技术基础薄弱 ● 滞后的基本体系 ● 发展路径或轨迹不明确 ● 地方盲目跟风、同质化竞争、低层次建设	
一般要求	抢抓发展机遇、统筹产业布局、增强创新能力、完善管理制度、促进规范有序发展，提高氢能能源消费结构中比重，为构建清洁、低碳、安全、高效的能源体系提供有力保障。		
基本原则	创新引领，自立自强。	安全第一，清洁低碳。	以市场为导向，政府引导。
			稳定谨慎应用，以示范为先导。
发展目标	2025年：政策的完善，技术的基本掌握，供应链的初步改善。	2030年：技术全面，低碳制氢，产业布局合理有序。	2035年：氢能应用生态多样化，绿氢比重大幅提升。
四大任务	构建氢能产业高质量发展和创新的体系。	协调推进氢能基础设施建设。	
	稳步推进氢能多元化示范应用。	加快完善氢能发展政策和制度保障体系。	
组织和实施	统筹协调	构建“1+N”政策体系	试点示范
	金融支持	推广与指导	监督与评估

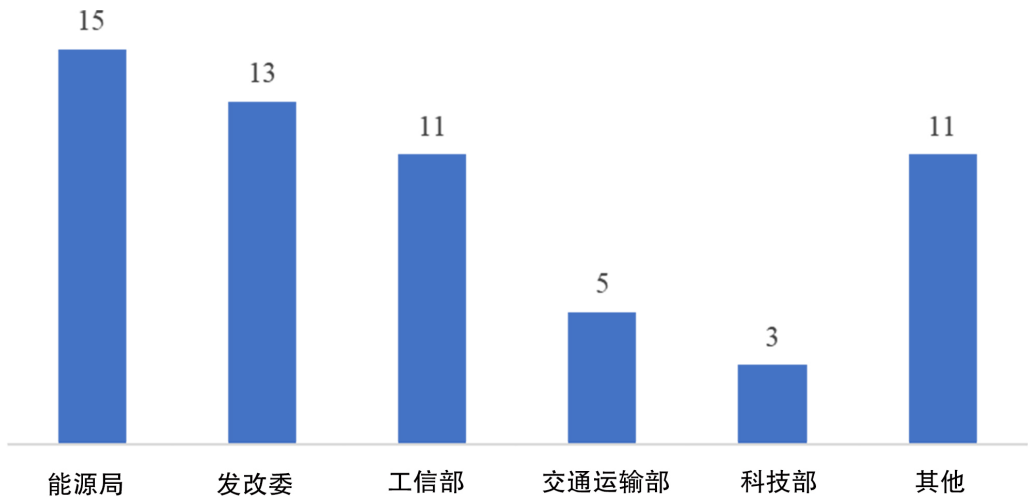
来源：政府网站，由中国汽车技术研究中心整理。

### 2.2.2 部门政策：氢能更全面、更广泛地融入其他部门的国家政策

据能景研究的分析，自 2022 年至 2023 年 6 月底，国家各部委共发布了 58 项与氢能有关的政策，引导、鼓励和支持氢能产业的发展。政策发布情况如图 2.2 所示（含多部委联合发布的政策）。在这些已

发布的政策中，氢能相关标准的制定受到了格外关注，共有 15 项国家部委政策提及了“标准”，且多与“新能源储能”并列，涵盖了氢能产业链的多个环节。此外，政策支持也从燃料电池扩展到整个产业链，重点是制氢、储氢、加氢和燃料电池。

图 2.2：2022 年至 2023 年 6 月底国家各部委发布的氢能相关政策数量



来源：各部委官方网站，由能景研究整理。

其中，国家发展和改革委员会和能源局是发布能源领域政策的主要机构，氢能产业在各种场合被屡次提及：

- 第一，促进可再生能源降本增效，如提出对高效低成本制氢相关技术进行联合攻关。
- 第二，促进氢能多元化有序利用，包括在“十四五”规划中提及“氢能”，提出“推进可再生能源发电制氢产业化发展，打造规模化绿氢生产基地”，并在节能减碳改造、船舶工业绿色发展中也提到了氢能领域。
- 第三，政策鼓励国际合作与发展。包括提高新能源产业国际化水平，加强国际技术合作与研发，出台《关于推进共建“一带一路”绿色发展的意见》等政策。
- 第四，政策鼓励加快建立氢能安全相关法规，如制定事故防范相关要求，以及将加氢站的火灾危险等级划归为严重危险级。

此外，工信部、交通部、海事局、科技部等其他部委也出台了 20 多项与氢能产业发展相关的政策。

这些政策主要关注氢能应用和技术发展。在氢能应用方面，工信部发布的氢能相关政策鼓励传统高耗能行业使用氢能作为绿色替代能源。海事局、交通运输部等部门出台政策文件，为在内河和国内航行船舶上氢燃料应用方面的技术突破提供支持，并探索使用甲醇和氨作为船舶燃料。在氢能核心技术研发方面，科技部重点支持探索开发新型制氢、储氢技术，以及各种电解水制氢前沿技术。



表 2.1：国家发改委发布的氢能相关代表性政策

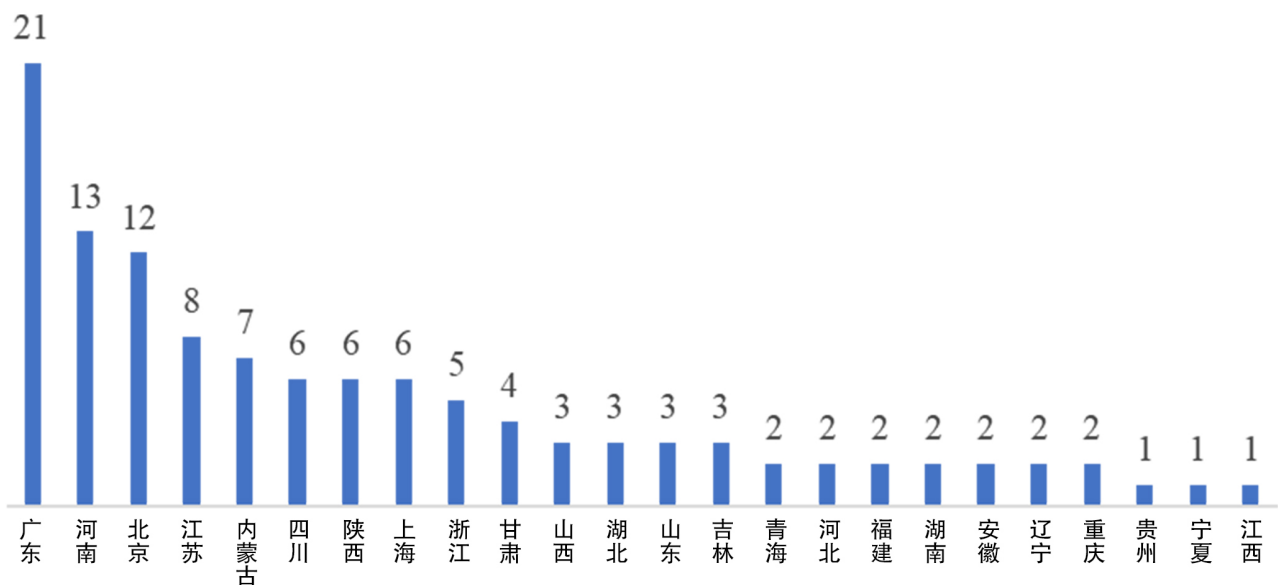
发布时间	机构	政策名称	内容
2022 年 3 月 23 日	国家发改委	氢能产业发展中长期规划（2021-2035 年）	到 2025 年，初步建成较为完善的供应链和产业体系。到 2030 年，形成较为完善的氢能产业技术创新体系和清洁能源氢气生产供应体系。到 2035 年，形成氢能产业体系。
2022 年 6 月 1 日	国家发改委	“十四五”可再生能源发展规划	推进可再生能源制氢规模化示范，在可再生能源发电成本低、氢能储运产业发展条件好的地区推进可再生能源制氢产业化，打造大型绿色制氢基地。
2022 年 9 月 26 日	国家发改委	关于加快内河船舶绿色智能发展的实施意见	加强船舶氢燃料电池动力系统、储氢系统、加氢系统等技术装备的研发，探索氢燃料电池动力技术在客船上的应用，鼓励使用太阳能等可再生能源电解生产绿氢。

来源：国家发展和改革委员会

### 2.2.3 地方政策：不同地区的政策重点开始发生变化

从 2022 年开始到 2023 年 6 月底，中国地方政府共发布了 186 项氢能相关政策和 120 项氢能专项政策。发布氢能专项政策最多的省份是广东，其次是北京和河南（见图 2.3）。

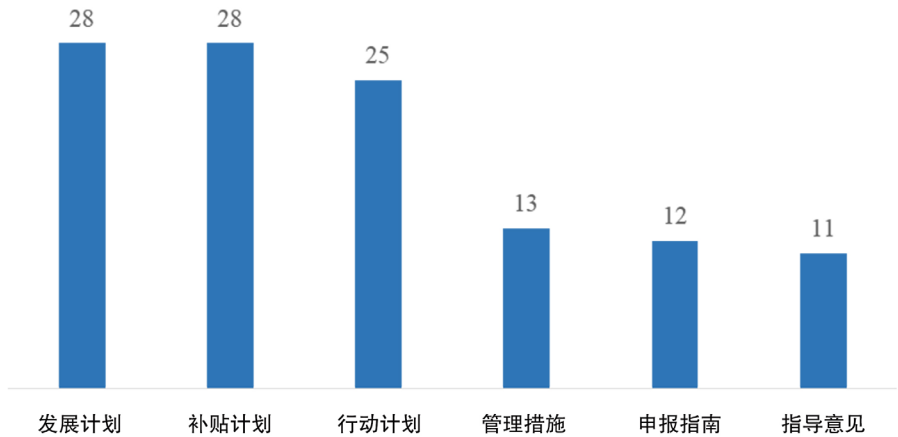
图 2.3：2022 年至 2023 年 6 月中国各省氢能专项政策发布情况



来源：地方政府网站，由能景研究编辑整理。

从发布的氢能专项政策类型来看，大多数与行业发展计划有关，其次是补贴和行动计划（见图 2.4）。

图 2.4：2022 年至 2023 年 6 月发布的地方政府氢能专项政策



来源：能景研究

就地方政策而言，主要可分为两类。一类是以东部地区为主的发达省份，如北京、上海、广东以及周边的一些地区。它们已被纳入 2021 年城市群规划，具备良好的科研和制造业基础，旨在培育创建技术先进、竞争力强的企业。另一类是以西北地区为主的省份，这些省份拥有丰富的可再生能源资源，希望将氢能作为可再生能源利用的重要载体，最终目的是培育新的经济增长点和新的就业岗位。

- **广东：**前段时间，当地政府开始实施氢能产业发展规划。财政补贴重点支持加氢站的建设和运营，以及燃料电池汽车的推广和应用。
- **北京：**北京是发布氢能专项政策最多的城市，至今共发布了 24 项气体能源政策（包括 10 项区级政策）。依托雄厚的财政实力，北京的补贴政策涉及氢能的全产业链，补贴力度大。例如，北京市大兴区提出，对每家氢能企业在大兴的研发和设备投入每年给予最高 2000 万元的补贴。
- **上海：**依托上海汽车产业发展优势，加快燃料电池汽车产业发展。
- **内蒙古：**依托丰富的风能、太阳能等自然资源，重点支持风能、太阳能储氢项目建设，为燃料电池汽车示范城市群提供安全、可持续的氢能供应。
- **新疆：**依托当地丰富的资源和雄厚的产业基础，当地政府将氢能技术创新和产业应用示范放在首位，推动西氢东送，打造全国大型绿色氢能供应和出口基地。

2.2.4 标准和认证政策现状：顶层政策推动全面建设

中国氢能产业标准体系已初具规模。截至 2023 年 7 月，国内氢能领域共发布各级标准 292 项，其中国家标准 106 项，行业标准 30 项，团体标准 137 项，地方标准 19 项，涵盖了生产、存储、运输、加注等各个环节。

2023 年 8 月 8 日，国家标准化管理委员会、国家发展和改革委员会、工业和信息化部、生态环境部、应急管理部、国家能源局联合发布了《氢能产业标准体系建设指南（2023 版）》。该氢能指南是指导氢

能标准体系建设的纲领性文件，发挥着顶层设计和总体规划的作用，其核心任务是推动氢能领域适应新的产业发展趋势，同时开展全产业链技术标准的制定。

这份全面的氢能“指南”有几个特点值得强调。首先，它促进了全产业链各环节核心技术标准的突破，重点关注与生产、储存、利用相关的关键设备标准，其中包括了对 PEM 电解槽、氢气压缩机产品规格等的要求。其次，它为新技术路线和相关标准制定了积极的计划。仍处于早期研发和示范阶段的技术，如光解水制氢、有机液体储氢、氢内燃机等，也被纳入该标准化计划。第三，它强调了标准制定组织之间的交流与合作。包括在制定国家标准的同时，共同推动企业标准、团体标准、行业标准的制定，加快标准的形成；注重国际先进氢能标准的转化，加强中国在国际标准制定中的作用。

氢能标准体系将有助于加快重大项目的实施进度，重构产业格局。标准的完善对氢能产业的影响将体现在四个方面：

- 是行业产品进入市场的最低要求，旨在设置一定的门槛以防止低端产能过剩。
- 将加快供应链建设，淘汰落后企业和产品。
- 是保障工程和产品安全的关键要素，对推动大型项目的实施和基础设施建设方面具有重要作用。
- 国内与国际标准接轨也将有助于国内企业的国际化发展。

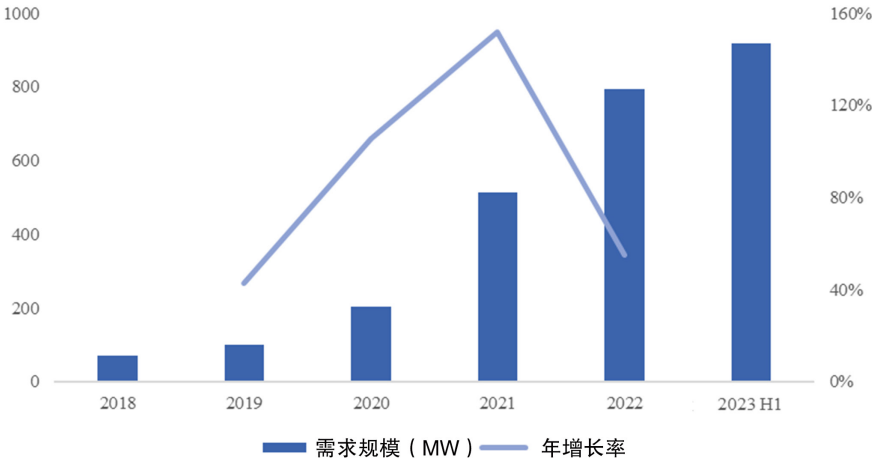
## 2.3 绿氢当前的商业规模及目标

### 2.3.1 生产规模：万吨级制氢项目数量增加，推动电解槽需求快速增长

从 2022 年开始到 2023 年 6 月，共有 28 个绿氢生产项目建成投产，新增的绿氢产能约 3 万吨 / 年。截至 2023 年 6 月，在建和规划中的绿氢项目总数约为 342 个，其中 189 个项目的披露产能超过 500 万吨 / 年。

中国对电解槽的需求持续增长。需求量从 2018 年的 70 GW 增至 2022 年的 795 GW，年复合增长率为 63%。受新冠疫情等因素影响，2022 年的增速有所放缓，但 2023 年上半年电解槽需求迎头赶上，已经超过了 2022 年全年的需求量，达到 920 GW，预计 2023 年剩余时间内还将继续快速增长。

图 2.5：2018 年至 2023 年 6 月中国电解槽需求规模



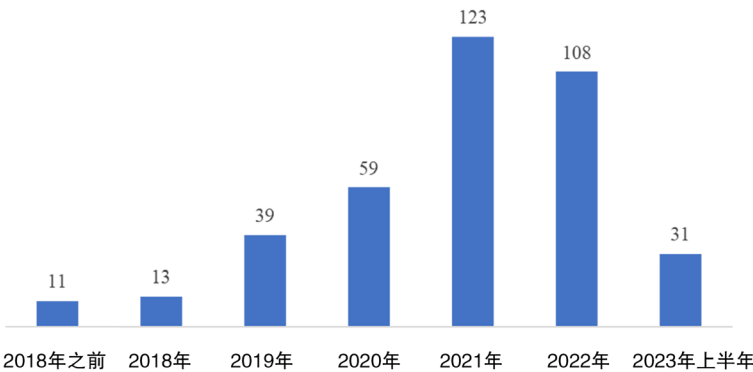
来源：能源经济技术研究院根据公共数据汇编。

### 2.3.2 加氢站规模：建设规模日趋合理化

2021 年是中国加氢站建设的高峰，新建加氢站 123 座，累计建成加氢站 245 座。然而，到 2022 年，中国加氢站的数量开始下降，仅建成 108 座。2023 年，这一趋势持续下降：截至 2023 年 6 月，中国仅新建了约 31 座加氢站，同比降幅超过 30%。

加氢站建设速度的下降可能与供过于求有关。在推广燃料电池汽车的主要城市，加氢站的建设数量已经超过了燃料电池汽车的加氢需求，导致已建成加氢站的运营率下降。因此，这些城市开始更多地关注经济因素，而不是继续疯狂建设。

图 2.6：截至 2023 年 6 月国内加氢站建成数量

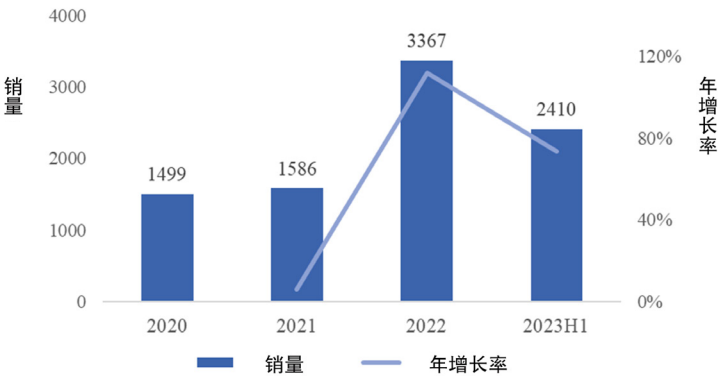


来源：能景研究根据公开数据整理。

### 2.3.3 燃料电池汽车的规模

2023 年，中国燃料电池汽车（有别于电动汽车）的年销量仍在数千辆左右。根据中国汽车工业协会的数据，2023 年上半年，中国燃料电池汽车的销量达到 2410 辆，同比增长 73.5%，使得上路行驶的燃料电池汽车总数达到约 15000 辆。

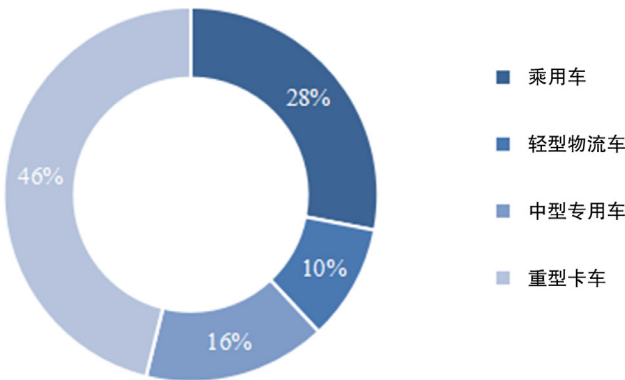
图 2.7：2020 年至 2023 年上半年中国燃料电池汽车的销量



来源：中国汽车工业协会。

从汽车销售结构来看，重型卡车占大多数（见图 2.8）。根据中国汽车工业协会的数据，2022 年中国燃料电池汽车的销量在乘用车、轻型物流车、中型专用车和重型卡车中的占比分别为 26.4%、5.0%、17.2% 和 51.4%。2023 年上半年，各类别占比变化不大，乘用车、轻型物流车、中型专用车和重型卡车分别占 28.0%、10.1%、15.8% 和 46.1%。

图 2.8：2023 年上半年中国燃料电池汽车销量



来源：能景研究制图。

## 2.4 氢产业链

### 2.4.1 制氢产业链：碱性电解槽产品同质化，PEM 电解槽企业数量增加

在中国，已进入产业化阶段的制氢设备主要包括两种类型：碱性电解槽和 PEM（质子交换膜）电解槽。碱性电解槽性价比高，单机功率可达 5 兆瓦，适合批量应用于几十兆瓦到几百兆瓦的大型可再生能源制氢项目。但也存在一些缺点，包括能源利用效率相对较低，对风能和太阳能发电量波动的适应性较差。

另一方面，与碱性电解槽相比，PEM 电解槽反应迅速，对风能和太阳能发电的变化适应性强，能量利用效率普遍较高。PEM 电解槽的缺点在于市场价格相对较高，大约是碱性电解槽价格的五倍。

近年来，中国电解槽制造业发展迅速，在产品技术和应用方面呈现出许多新趋势。

首先，中国碱性电解槽生产企业数量迅速增加，造成一定程度的产品同质化。由于中国碱性电解槽零部件供应链相对完善，降低了碱性电解槽的生产和制造门槛，使得进入碱性电解槽制造领域的企业数量迅速增加。目前，中国有 40 多家生产碱性电解槽的企业，其中许多企业生产的电解槽规模达到 1000 Nm<sup>3</sup>/h 或以上。然而，中国碱性电解槽产品的结构、组件和性能也存在明显的同质化现象。许多生产厂家为了取得竞争优势，只注重扩大单台碱性电解槽的规格，在自主研发和优化部件方面的投入不足。

其次，PEM 电解槽已进入规模化生产的初级阶段。

2023 年，中国签订了最大的 PEM 电解槽采购合同——吉林省大安市“风光制绿氢合成氨”50 兆瓦 PEM 电解槽采购合同，将用于利用风能和太阳能发电制氢，然后用来合成绿氨。

在供应方面，中国的 PEM 电解槽生产设施数量稳步增长。例如，2023 年 4 月，康明斯恩泽公司（Cummins Enze Corporation）在广东启动了 PEM 电解槽生产设施。该设施的初期产能可达 500 MW，二期产能有可能扩大到 1 GW。

随着上游组件的逐步本地化和组件供应链的不断完善，PEM 电解槽的生产成本和市场价格都有可能大幅降低。例如，中国 PEM 电解槽的核心部件质子交换膜过去高度依赖从美国杜邦公司和陶氏公司等外国企业进口。但近年来，东岳集团有限公司等企业开始提供国产替代品。

电解槽生产企业的产能正在不断扩大。

电解槽产能建设规模逐步增长，并向吉瓦（GW）级迈进。据公开数据显示，到 2022 年，中国有 7 家电解槽生产企业的产能达到 GW 级，且大部分产能集中在碱性电解槽领域，见表 2.2 所示。

表 2.2：中国 GW 级电解槽产能建设情况

企业	电解槽类型	2022 年的产能	所有权
北京派瑞华氢	ALK、PEM	1.5 GW	国有
隆基氢能	ALK	1.5 GW	私营
考克利尔竞立	ALK	1 GW	私营
山东奥扬新能源	ALK	1 GW	私营
希倍优氢能源	ALK	1 GW	私营
天津市大陆制氢设备	ALK	1 GW	私营
阳光电源	ALK	1 GW	私营

来源：能景研究根据公开数据整理。

此外，电解槽生产设备产能建设步伐也在加快。2022 年 8 月，盛氢制氢 100 标方碱性电解水制氢设备投产。仅 120 天后，其 1000 标方碱性电解水制氢设备在佛山成功投入使用。目前，该公司已具备年产 50 套大功率电解槽的能力。

最后，电解槽市场的企业集中度正在加强。2022 年，中国电解槽行业的前三大制造商分别是考克利尔竞立（苏州）氢能科技有限公司、北京派瑞华氢能源科技有限公司和隆基氢能公司，三者共占国内市场份额约 72%。2023 年上半年，中国电解槽行业的前三大制造商分别是北京派瑞华氢、阳光电源和隆基氢能，合计市场份额约为 60%。

#### 2.4.2 储运和加气：多种储运方式正在进入市场

中国目前正在建设长距离氢气管道项目。2022 年，多条中短距离输氢管道开工建设，并进行了相关技术验证。2023 年上半年，长距离输氢管道建设项目陆续开工，天然气管道掺氢技术也在稳步推进。第一个此类项目是由西部天然气公司承建的内蒙包头 - 临河输气管道，全长 258 公里。这是中国首条具有掺氢输送能力的长距离高压管道项目。第二个项目是 2023 年 4 月启动的中石化乌兰察布至燕山的 400 公里纯氢管道项目，总投资 400 亿元人民币。选址调查和项目规划已经启动。最后，在天然气掺氢管道研究项目中，中国石油已实现了 24% 的掺氢比例。

管道输氢的输送能力大，且成本低。据测算，用管道输送氢气的成本远远低于使用长管拖车运输的成本。当天然气中掺入 25% 的氢气时，氢气运输成本仅为长管拖车运输成本的一半；当用管道输送纯氢时，成本比长管拖车运输成本低五分之一。目前，氢气输送管道的建设还处于示范或试点阶段，但预计将在三至五年内达到建设高峰。

此外，液氢产业将进入示范推广阶段，企业有望加大研发力度，进行生产和产能建设。中国的液氢技术已有几十年的研发历史，并已成功应用于航空航天领域，但民用领域的应用起步较晚。长期以来，



中国没有从事与液氢有关的民用设备的研究和制造，如大型氢气涡轮膨胀机、正仲氢转换器和催化剂、液氢罐、液氢泵和液氢加注技术等。近年来，通过北京航天试验技术研究所、中科富海、国家能源集团等科研机构和企业重点科研攻关和突破，国内液氢技术已逐步进入超常规发展时期。未来，液氢的相关成本可能会得到改善，节点城市和国际远洋运输枢纽之间的氢气运输也有望采用液氢储运模式。目前，相应的液氢示范项目正处于规划阶段。

此外，国内与液氢技术相关的合作也在逐步开展。例如，2022 年 6 月，北京航天试验技术研究所与中国石化销售有限公司、中国石化安全工程研究院有限公司签署了合作协议，三方拟在液氢加注关键技术与装备研发、液氢加注站推广示范、液氢安全利用等方面开展合作。

2.4.3 燃料电池：产能增长快于市场增长，成本快速下降

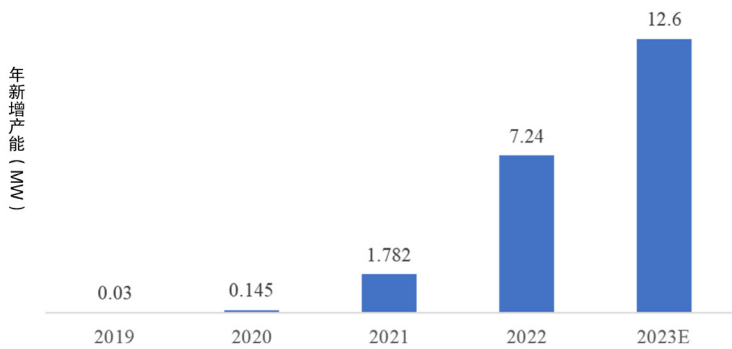
目前，生产燃料电池及其组件的企业正在积极扩大产能。截至 2023 年 7 月，中国已披露的燃料电池堆建设产能已达到每年 20 万套。国鸿氢能、潍柴等 8 家企业的电池堆年产能超过 1 万台套。在燃料电池生产规模扩大的带动下，燃料电池组件及相关设备的生产能力也在加速提升。例如，浙江菲尔特已建成年产 300 万片的金属双极板生产线，预计每年可为 100 千瓦的燃料电池提供 1 万片的供应。科润新材料公司正在建设年产 100 万平方米的 PEM 生产线，每年可生产 10 万套 100 千瓦燃料电池。

因此，燃料电池系统和组件的成本正在下降。在技术进步、市场需求和生产规模扩大、生产边际成本下降等因素的推动下，2019 年至 2022 年，燃料电池系统许多关键部件的整体成本大幅下降，尤其是空气压缩机、膜电极、双极板等部件的成本。在此期间，空压机市场价格年均下降约 30%，膜电极市场价格年均下降约 27%，石墨双极板市场价格年均下降约 10%。

2.4.4 其他燃料电池应用领域：固定式发电和微型电力系统崭露头角

固定式燃料电池发电的应用已进入快速发展期。根据中国氢能联盟的数据，2021 年中国固定式燃料电池发电装机规模达到 3.8 MW（见图 2.9）。到了 2022 年，新建项目规模继续增长，达到 7.2 MW，同比增长 96%。其中，PEM 燃料电池是主要的技术路线。2022 年，PEM 燃料电池固定式发电规模为 6693 kW，占比达 93.0%。

图 2.9：2019–2023 年中国燃料电池固定式发电装机容量



来源：能景研究，2023 年 7 月

中国也在积极推动轻型燃料电池动力市场的商业化和扩张。其中，以燃料电池为动力的共享单车是主打产品，在 2021 年至 2023 年期间，有超过 3500 辆以燃料电池为动力的共享单车在中国投入使用。

此外，外卖配送车和观光车等领域的测试和试验也已开始。2022 年，美团（国内领先的外卖服务企业）在深圳启动了中国首个氢能电动外卖车商业示范项目。

同时，家用轻型动力产品仍处于发布阶段。2022 年，永安行科技股份有限公司推出了中国首款商业化生产的氢动力自行车。截至 2023 年 7 月，线上平台销量仅为 50 辆左右（当月），产品尚未发挥出全部销售潜力。

在工业领域，绿氢用于合成氨和甲醇已经开始引起人们的关注。

## 2.5 市场预期与前景

### 2.5.1 中国绿氢项目进入万吨级生产阶段

中国绿氢项目已进入万吨级生产阶段。自 2022 年底以来，中国万吨级项目规划迅速增加。截至 2023 年 6 月底，已有超过 80 个万吨级绿氢项目正在规划中，其中十余个项目已开工建设。2023 年 6 月，中国长江三峡集团纳日松光伏制氢项目和中石化库车绿氢项目两个万吨级绿氢项目相继竣工。中石化库车项目是第一个上马的项目，已经建设了一年半左右。目前，该项目已成为首个实施的万吨级光伏制氢项目。

根据各项目披露的启动情况和规划进度，到 2025 年底，中国有望建成不少于 10 个万吨级绿氢生产项目，这将加速中国绿氢产业的规模化发展。

### 2.5.2 国有企业成为氢能行业建设的开拓者和推动者

自 2022 年以来，国内近三分之一的央企参与了氢能基础设施规划，包括设备制造、绿氢生产和资本投资。根据能景研究对可再生能源制氢项目的数据整理，目前已公布的国有企业规划项目近 300 个，计划投资超过 4000 亿元人民币，总规模超过 50 GW。在绿氢项目的建设和规划中，国有企业的参与度达到 80% 以上。国家能源集团、中国能源建设集团和中国石化宣布的计划投资总额最大。不同行业的国有企业在各自传统业务领域的基础上，都在探索氢能生产、运输、化工领域的绿氢应用、氢冶金等新能源商业模式。随着氢能技术的发展，这些企业原有的商业模式很有可能会发生变化和重叠，从而促进产生新的供需关系和新的能源格局。

### 2.5.3 氢能产业链的总体成本将稳步下降

从 2022 年到 2023 年 6 月，包括电解槽、燃料电池系统在内的氢能设备及核心部件的成本和价格持续下降。一方面，中国企业继续开展关键技术攻关，在氢能产业链成本较高的环节实现国产化替代。另一方面，氢能相关设备和零部件已开始进入规模化生产。随着相关企业数量的增加，企业间竞争加剧，氢能相关设备和零部件价格还将大幅下降。

### 2.5.4 中国企业开始积极寻求国际合作

部分国有企业正在与外国企业合作拓展海外市场，推动国内外资本合作。其相关商业活动主要围绕



电解槽、燃料电池堆和其他产品的研发。以下是一些例子：

中国石化和德国蒂森克虏伯公司正在通过示范项目探索大规模、高效率的绿氢应用和供应系统。

中石化氢能源公司与沙特国际电力和水务公司在绿电制氢、氢能技术推广应用等领域开展合作。

中国国家电力投资集团海外投资有限公司与荷兰 Strohmann 公司共同进行海上风电输氢管道技术的研发。

北京派瑞华氢能源科技有限公司已将其电解槽销往全球 20 多个国家，并在全球成功实施了 120 多个不同产能的项目。此外，派瑞华氢还是全球领先天然气生产商（如 Air Liquide、Air Products、Linde 和 Praxair 等）制氢系统的主要供应商。

这些都显示出氢能项目合作的良好迹象，展示了中国与世界各国协同合作的潜力。

## 2.6 欧盟氢能发展概述

除了“气候中性的欧盟氢能战略”（Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral EU）和“绿色协议工业计划”（The Green Deal Industrial Plan）之外，欧盟委员会还在制定“氢谷”（Hydrogen Valleys）路线图，该路线图将提供一个战略框架以支持欧盟实现 REPowerEU 目标，即到 2025 年将氢谷的数量翻一番。

### 2.6.1 欧盟“氢谷”/氢能产业集群概念

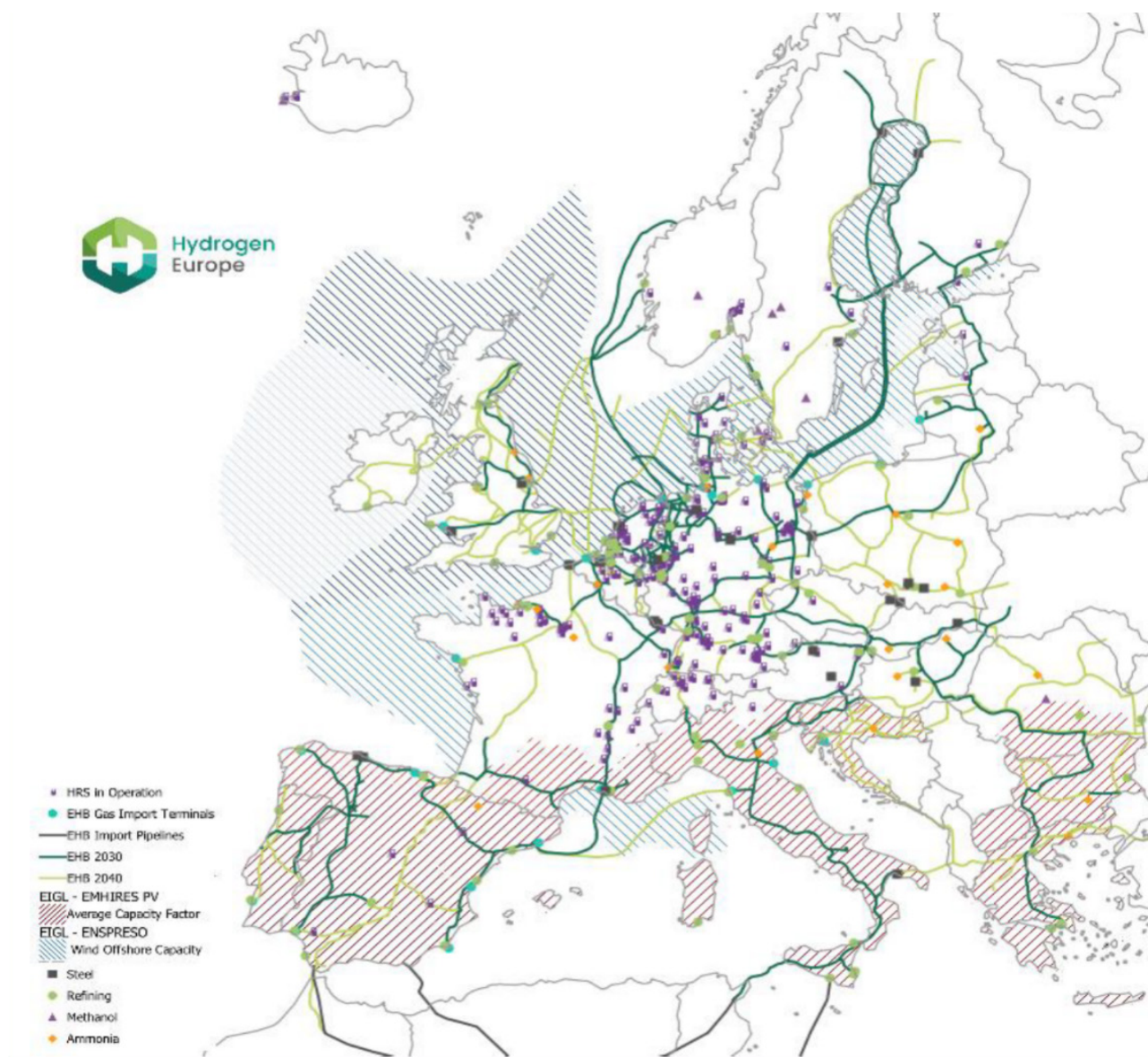
“氢谷”是由欧洲清洁氢伙伴关系（European Clean Hydrogen Partnership）定义的一个概念。“氢谷”是指地理上和工业上互相融合的区域，在这里，现有和未来的氢能应用结合成一个综合生态系统，消耗大量氢能。符合这一定义的项目涵盖整个氢价值链：从生产、存储到输送和终端利用。一些已经实施的“氢谷”根据所涉及的清洁氢的规模、终端用户的数量或聚集模式（城市、地区、岛屿、港口、工业园区等）呈现出不同的特征。但这些项目都有一个共同的特点：它们展示了经济上可行、公众可接受的各种氢应用商业案例。

### 2.6.2 “氢谷”战略部署

随着欧盟“氢谷”数量的激增，需要采取更具战略性的方法来部署“氢谷”。理想情况下，“氢谷”的部署应该在易于获得制氢来源（如可再生能源、废弃物、水、土地）的地区，并且靠近大型或多个消费者，以确保稳定的氢气需求。“氢谷”的建设还应位于或靠近既有、改造或规划中的氢能基础设施。“氢谷”还可在进口基础设施的部署方面发挥重要作用，这对于实现 REPowerEU 计划中到 2030 年进口 1000 万吨绿氢的目标十分必要。

最后，在“Fit for 55”、REPowerEU 和绿色协议工业计划所设定的气候目标背景下，“氢谷”的部署将引发利用公共机构投资或补贴的行动。这不仅有助于建立更可持续的能源系统（氢可用于能源和原料的长期存储），还有助于提高欧盟的抗灾能力。如果将“氢谷”被部署在具有战略价值的地点，则将有助于促进和连接当地生态系统，同时推动氢能相关技术的发展，否则，如果缺乏需求、供应或基础设施不足，这些技术可能就无法实现。氢谷的建设将最终促进区域间的互联互通，并建立所谓的欧洲氢能骨干网络（EHB）（见图 2.10 所示）。

图 2.10：欧洲氢能骨干网络（EHB）



来源：Hydrogen Europe Partnership

### 2.6.3 价值链考虑因素

氢经济要想取得成功，就必须解决价值链中制造环节（设备和材料）的包容性发展问题。

因此，必须特别关注价值链中的关键原材料，尤其是在《净零工业法案》（Net Zero Industry Act）和《关键原材料法案》（Critical Raw Materials Act）的背景下，这两项法律都强调了可持续采购和供应的要求，并且设定了雄心勃勃的回收利用率。

欧洲氢能组织（Hydrogen Europe）对上述因素进行了综合展示，见图 2.10，以支持政策制定者和项目推动者。该地图包括可再生能源潜力、当前和规划中的欧洲氢能骨干网（EHB）和加氢站网络，以及可能的用户（如炼油厂）的位置。

## 2.6.4 支持性监管框架

“氢谷”受到欧盟和成员国监管框架的约束。《可再生能源指令》、《替代燃料基础设施法案》、《氢气和脱碳天然气市场一揽子计划》以及修订后的欧盟排放交易体系都会对氢能项目的设计、资本密集度和可行性产生影响。与此同时，《净零工业法案》将为电解槽和燃料电池的制造提供必要的支持。一个清晰且可预测的监管框架将确保在整个欧盟范围内能够及时部署具有成本效益的氢能经济和“氢谷”集群。

然而，欧盟指令和补充性授权法案在转换成成员国立法时带来了复杂性风险。在地方层面，公共当局将不得不处理适用于新技术的复杂规则，为欧盟立法的应用和解释提供支持，这对于避免或消除项目开发的障碍至关重要。欧洲清洁氢能联盟强调了项目开发商面临的挑战，如许可程序冗长、缺乏适当的法律框架、公共管理部门对氢能项目的经验和/或技术知识储备不足，以及程序缺失等。交流经验和共享最佳实践（例如来自化工或石油天然气行业的经验和最佳实践）是建立必要的氢能项目管理能力的最有效的方法，同时还有助于确保项目的安全性和可持续性。

## 2.6.5 认证

项目开发商面临的另一个挑战与认证程序有关。针对氢气的不同生产途径缺，需要解决缺乏一致的认证方法的问题。对氢气及其衍生物进行透明、一致的认证将是投资决策的基础。

## 2.7 建议

中国欧盟商会在其最新的立场文件《欧盟企业在中国建议书 2023/24》中提出了一系列行动建议，以加强绿氢供应链并助力中国氢能市场的发展。

本报告筛选的其中部分建议将为中欧企业在绿色氢能领域的潜在合作奠定基础：

- 采用符合国际标准的认证计划（如欧盟氢气溯源体系），明确低碳氢和/或可再生氢的定义；
- 加强激励机制，鼓励利用多余的电量进行水电解实现低碳氢或可再生氢的规模化生产；
- 定义和简化具体安全法规，以此在国家层面上规范氢生产、配送、储存（如液态氢）和使用（如加氢站），并率先在专用园区实施，以尽量降低潜在风险；
- 通过管道、铁路输送和/或航运等不同方式促进中长距离氢气运输；
- 按照液态氢的生产运输规定，切实更新车载液氢储存机制；
- 通过支持碳捕获与利用项目，推广氢气在发电、供暖和重污染行业脱碳方面的应用。

## 2.8 结论：创造氢能领域的商业机会

氢能将在改善全球能源行业对环境的影响方面发挥关键作用，并成为工业化国家的关注焦点。正如本报告所述，虽然目前还很难预测氢能普及的速度，但氢能产业在欧盟和中国都已开始起步。尽管在国家和地方政府相关政策的稳定性、工业安全以及制定长距离氢储运利用模式的必要性等方面还存在不确定性，但人们对氢能的兴趣已经明显激增。

显然，欧盟和中国在各自的氢能产业发展方面都面临着诸多风险和挑战。尽管欧盟起步较快，氢经济概念相对成熟，但中国凭借强有力的政策和补贴措施使其能够在大规模生产基地和产能升级的帮助下迅速迎头赶上。

正如本报告所强调的，中国正在加快构建氢能相关的法规体系，以支持和促进新兴氢能产业的稳定发展。中国和欧洲的氢能产业发展面临着许多相同的挑战。这些挑战有可能产生协同效应，成为合作的种子，在两个地区萌生出一致的市场条件，从而促进中欧双方未来的交流。因此，有必要加强现有的联合倡议并启动新的联合行动。中欧双方行政部门和机构之间的合作有助于克服贸易壁垒。同时，龙头企业也可以根据各自的优势，合力发展互惠互利项目。

双方需要协调发展氢能需求，避免陷入供应能力过剩和过度补贴的共同陷阱：这会破坏行业稳定，并对市场造成严重损害。

有两个“外部”因素可能会加速（或减缓）氢能的应用和增长速度：首先是可再生能源的可用性及成本，其次是化石燃料价格长期居高不下。欧盟和中国都需要在不耗费过多资金和人力资源的情况下驾驭这些变量因素。

本报告重点介绍的几个合作项目表明，欧盟与中国在氢能领域的合作尚处于起步阶段。只要双方秉持良好的合作意愿，在市场上提供公平的竞争环境，并促成有效的商业案例，使该产业得以蓬勃发展，那么双方的合作必然有进一步增长的空间。当前氢能产业仍处在初始发展阶段，中欧双方应该从现在起设计和启动创新的工业合作伙伴关系，并在认证和市场条件共同达到可接受水平后再进一步发展。



## 3. 碳捕集、利用与封存

### 3.1 概述

过去的两三年是全球碳捕集、利用与封存（CCUS）技术发展的关键时期。CCUS 技术被认为是世界能源系统脱碳和实现终极气候目标的最重要解决方案之一。根据国际能源署（IEA）的“2050 年净零排放”情景，到 2050 年，全球每年必须捕集并封存约 59 亿吨二氧化碳。

相较于前几年，2023 年有关 CCUS 的讯息要乐观得多：这一技术现已被广泛证明是安全、有效且可扩展的技术。然而，在技术和经济性方面仍存在巨大挑战，尚待解决。这正是国际合作可以发挥作用并创造商机的地方。

从历史上看，在二氧化碳强化采油（EOR）50 年的经验教训和石油天然气行业 150 多年的地下活动的基础上，自 20 世纪 90 年代初以来，全球已经开展了一些二氧化碳封存的试点和示范活动。事实上，许多天然气田中都存在数量不等的二氧化碳，必须将其从原料气中分离出来。自 20 世纪 70 年代起，二氧化碳一直被注入油藏，以提高石油采收率。

经过这段时期的反复试验，安全可靠的二氧化碳地质封存被认为是二氧化碳管理的关键因素。事实上，如果不能保证有足够的二氧化碳封存能力，二氧化碳捕集行业就不会贸然投资。

然而，全球碳封存的发展速度仍然落后于碳捕集，而对二氧化碳利用的研究也仍在进行，其利用潜力可能尚未得到充分发挥。

因此，需要政府进行有针对性的干预，并扩大政策支持范围，将二氧化碳封存开发纳入其中，从而使整个 CCUS 进程以连贯一致的方式得到更快、更进一步地发展。

在欧洲，新一轮 CCUS 项目浪潮正在兴起，涉及 16 个国家的 80 多个项目（包括示范项目）。其中 13 个项目涉及低碳氢气的生产。模拟结果显示，如果这些项目取得成功，到 2030 年，理论上每年可储存超过 5000 万吨二氧化碳。

挪威的二氧化碳运输和储存公司 Northern Lights 建立了欧洲最先进的工业规模 CCUS 项目。该项目于 2020 年获批，推动了 CCUS 技术在欧洲的复兴，改变了游戏规则。项目发起方（Equinor、壳牌和道达尔能源公司）于 2020 年 5 月做出投资决定，挪威政府也于同年 12 月做出投资决定，这促使英国、荷兰和德国等多个国家加快开发本国的 CCUS 项目，并共享二氧化碳运输与封存基础设施。

大多数欧盟成员国的政府部门已经意识到，没有 CCUS 就无法实现气候中和，因此已将其明确纳入气候和能源政策。欧洲的“Fit for 55”一揽子计划起到了带头作用，设定了到 2030 年将温室气体排放至少减少 55% 的目标，这无疑是加速 CCUS 部署的一个关键因素。CCUS 现已成为《欧洲绿色协议》的组成部分。

值得注意的是，氢能政策和 CCUS 政策可被视为互补性政策，两者之间具有潜在的协同作用。因此，CCUS 可以很容易地融入以下关键应用领域：

- 首先，用于工业部门的脱碳，特别是能源密集型行业（如钢铁、水泥、化工和石化），这些行业很难利用现有技术实现完全脱碳。
  - 其次，用于生产低碳氢气，以便以足够的规模生产氢气，从而构建氢经济部署所需的基础设施网络。
- 在中国，国家领导层将能源的自给自足放在首位，同时大力推动绿氢和 CCUS 领域的发展。氢能和

CCUS 行业正受益于国家对市场开发和新技术的大力支持。一些国有企业和公共资助的研发中心正在引领这些行业价值链上所需的技术研发，预计将在中长期内迎来大规模增长。

因此，有必要仔细审视中国 CCUS 行业的发展，并设法识别在政府政策的推动作用之外，中国与欧洲企业在哪些方面可以开展有利合作。

### 3.2 中国 CCUS 政策的发展

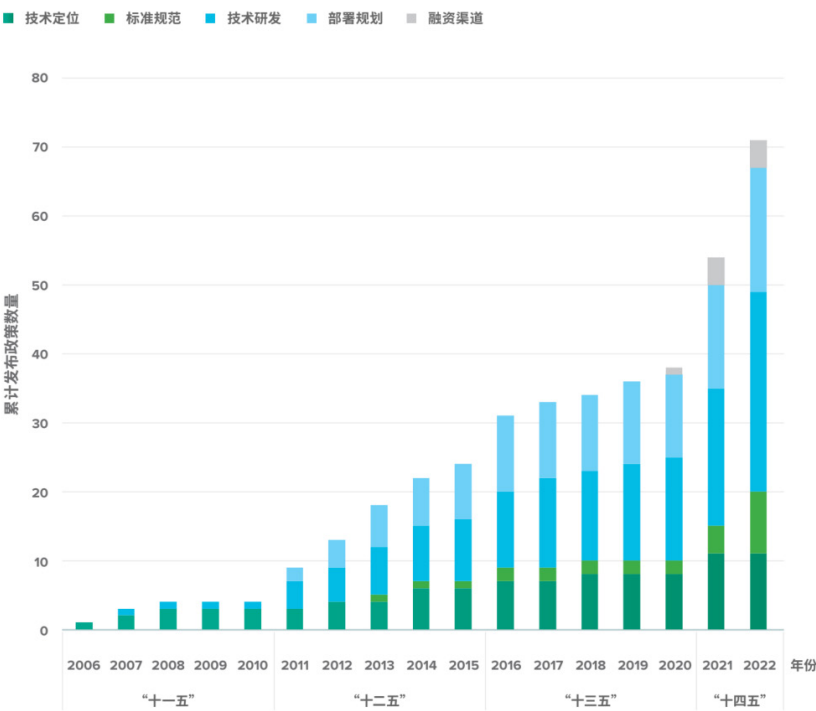
二十多年前，碳捕集、利用与封存技术被引入中国。随着国家明确碳中和愿景并加速实施减排行动，CCUS 在中国的作用也日益突出。

如今，中国的 CCUS 技术已扩展到大多数重要的工业领域（电力、煤化工、石油天然气、化肥和甲醇），但它们目前仍处在小规模或试点示范阶段。

为实现碳中和目标，中国需要建立一个以非化石能源为基础的零碳能源系统，实现经济发展与碳排放的脱钩。作为碳中和技术的重要组成部分，CCUS 是化石能源低碳利用的首选技术，也是保持电力系统灵活性的主要技术手段。此外，对于钢铁和水泥等难以减排的行业，CCUS 也是一种可行的技术解决方案。另外，与 CCUS 和新能源相配套的负排放技术也是抵消正式碳减排技术的失败和实现碳中和的基础技术保障。

随着中国碳达峰和碳中和“1+N”政策体系的建立，更多与 CCUS 相关的政策相继出台。截至 2022 年 10 月，中国已发布约 70 项 CCUS 相关的国家政策（见图 3.1），包括规划、标准、路线图和技术目录<sup>2</sup>。中国首次将 CCUS 纳入国家“十四五”规划（2021-2025 年）。各级政府发布的《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》、《2030 年前碳达峰行动方案》等政策文件对未来 CCUS 研发、投资和技术合作做出了积极规划。

图 3.1：中国发布的国家层面 CCUS 相关政策数量



来源：CCUS PROGRESS IN CHINA – A STATUS REPORT (2023)

<sup>2</sup> 见附表 I 中国 CCUS 相关政策部分。

自“十四五”（2021-2025年）规划开始以来，中国的CCUS相关政策取得了进展，碳捕集、利用与封存在国家应对气候变化战略中的地位也更加突出。

- 首先，提及CCUS的政策工具目前已扩展到新的领域。大部分政策侧重于CCUS的研发和示范，与技术标准、投融资相关的政策和规定数量也在增加，如《气候投融资试点工作方案》、《绿色债券支持项目目录（2021年版）》、《国家标准化发展纲要》、《科技支撑碳达峰碳中和实施方案（2022-2030年）》等。
- 其次，工业相关部门政策对CCUS的提及明显增加。以前，提及CCUS的大多只是电力和油气行业；而现在，CCUS已被纳入更多难以减排行业的政策指南中，包括《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南（2022年版）》和《工业领域碳达峰实施方案》。
- 第三，地方政府加大了对CCUS发展的支持力度。截至2022年10月，已有10个地方政府因地制宜地部署了CCUS研发和推广项目。

### 3.3 CCUS 对中国的价值

中国正在努力减少化石燃料使用所带来的绝对排放，以期在2030年之前实现碳达峰，因此CCUS可能会成为中国的一项关键技术。CCUS技术的推广还将直接提升中国工业的未来竞争力，支持能源部门和高排放行业的低碳转型。发展CCUS将有助于保护和创造就业机会，稳定和促进对外贸易，保障能源供应，并带来远高于部署成本的经济价值（见图3.2）。

图 3.2: CCUS 为中国解锁的关键价值



来源：彭勃、梁希等，The Value of CCUS in China, 2021。

### 3.3.1 减缓气候变化

如果 CCUS 得到重点政策措施的支持，并在煤化工、火电、钢铁和其他高排放行业得到大规模发展，研究表明，到 2050 年，CCUS 每年可捕集和封存 15 亿吨至 27 亿吨二氧化碳。这大约相当于中国每年能源相关碳排放的四分之一（16% 到 28%）（基于 2018 年数据）。

### 3.3.2 经济价值

基于国际能源署（IEA）和亚洲开发银行（ADB）投资情景的分析显示了 CCUS 工业投资对中国主要排放行业的潜在经济影响。这些估算表明，到 2030 年，CCUS 可创造额外价值，相当于中国 2019 年 GDP 的 0.2% 到 0.6%。在这一阶段，CCUS 仍处于早期发展阶段，因此需要大量公共投资，以支持钢铁和化工等低浓度来源的大规模 CCUS 示范项目。

从 2030 年起，随着 CCUS 运营模式的多样化，CCUS 项目对 GDP 的影响将显著增加，可创造 2000 亿至 6700 亿元人民币的价值。除了对 GDP 的直接影响，出口市场预计也将为中国的 CCUS 产业链提供重要机遇，特别是在工程服务、设备制造和材料方面。

如果中国不同时加快部署 CCUS 示范项目以促进技术成熟，就会错失良机。虽然中国工业能够提供利润率较低的材料（如钢铁和水泥）和设备，但可能会错过新兴国际 CCUS 市场的高附加值环节，如前期的工程咨询和设计、总包、工艺承包许可、运营和管理咨询等领域。

### 3.3.3 就业机会

CCUS 工业投资既可直接（在建设和运营期间）创造就业机会，也可通过保留或升级现有工业链而间接创造就业。作为传统能源产业的延伸，CCUS 与其他深度脱碳技术相比，对生产工艺调整的影响较小，并可避免因产业定位调整而造成的工作岗位流失的社会影响。根据对主要重工业的分析，预计到 2030 年，CCUS 的部署将直接带来 9 万至 20 万个就业岗位。CCUS 行业的发展所带来的间接就业杠杆效应将是上述直接就业的 2 到 4 倍。据估计，到 2050 年将创造 400 万至 1160 万个工作岗位。这相当于 2019 年中国城镇就业人口的 1% 至 3%。

碳捕集、利用与封存主要涉及的行业有采矿业、金属制造业、服务业、机械工业和交通运输业等。然而，CCUS 的广泛应用还将促进基础设施、技术开发、金融服务和其他行业的发展，在带来高附加值创新的同时创造大量就业机会。

### 3.3.4 单边碳税的风险：CCUS 促进低碳出口

随着各国努力使重工业脱碳，同时确保它们保持全球竞争力，人们将更加关注使用单边碳边境税或其他工具来减少碳泄漏——即产生排放企业将业务转移到监管较为宽松的司法管辖区。例如，欧盟已宣布计划到 2023 年对主要排放行业征收碳边境调节税（CBAM），可能会根据碳足迹强度对钢铁、水泥、化肥和铝等欧盟进口产品征收碳关税。

使用 CCUS 技术减少中国出口产品中的嵌入排放量，可以有助于减轻碳关税对出口的负面影响。事实上，由于中国对欧出口企业可能面临缴纳碳关税或在其生产中引入 CCUS 技术的艰难选择，这将鼓励以出口为导向的产业率先启动 CCUS 项目，以提高产品竞争力。



### 3.3.5 空气污染

CCUS 可对硫化物、氮氧化物和空气悬浮颗粒物等其他环境污染物产生协同效应，具体取决于部署地点和部署方式。

例如，预燃捕获工艺与先进的天然气发电技术相结合，可以大大减少传统的空气污染物排放。同样，全氧燃烧技术不仅可以实现二氧化碳捕集，还有助于减少其他排放。如果在燃煤电厂中使用 CCUS 技术，则需要项目规划阶段便将其纳入进来。例如，可在主要捕集设施之前安装预处理装置，以减少烟气中的硫含量和颗粒物。如果在没有预处理装置的情况下引入 CCUS，由于捕集设备的运行需要额外的能源，因此对污染的负面影响将会增加。

### 3.3.6 能源安全

作为世界上最大的石油和天然气进口国，中国的油气供应安全很容易受到地缘政治紧张局势的负面影响，进而影响国内工业生产的稳定和发展。CCUS 技术能够在两个关键方面保障中国能源安全。首先，利用二氧化碳强化采油（EOR）技术将二氧化碳重新注入油田，从而有助于提高国内原油产量。其次，中国若致力于部署 CCUS 将可显著减少排放，并可间接促进国际合作和稳定对外贸易。<sup>3</sup>

## 3.4 中国 CCUS 的发展现状

### 3.4.1 定位

作为一个发展中国家，中国面临着巨大的挑战，其目标是在不到十年的时间内实现碳达峰，并在四十年内实现碳中和。这些目标要求在保持经济稳定的同时实现持续减排。为了实现这些目标，能源市场改革、产业结构调整 and 清洁能源推广等众多措施相继出台。中国的能源结构主要由化石燃料构成，作为全球重要的制造业基地，化石燃料在未来一段时间内仍将是主要能源。这使得中国成为世界上开发和应用 CCUS 技术的最大潜在市场。

根据生态环境部发布的“2021 年中国 CCUS 路线图”，中国的 CCUS 被认为是：

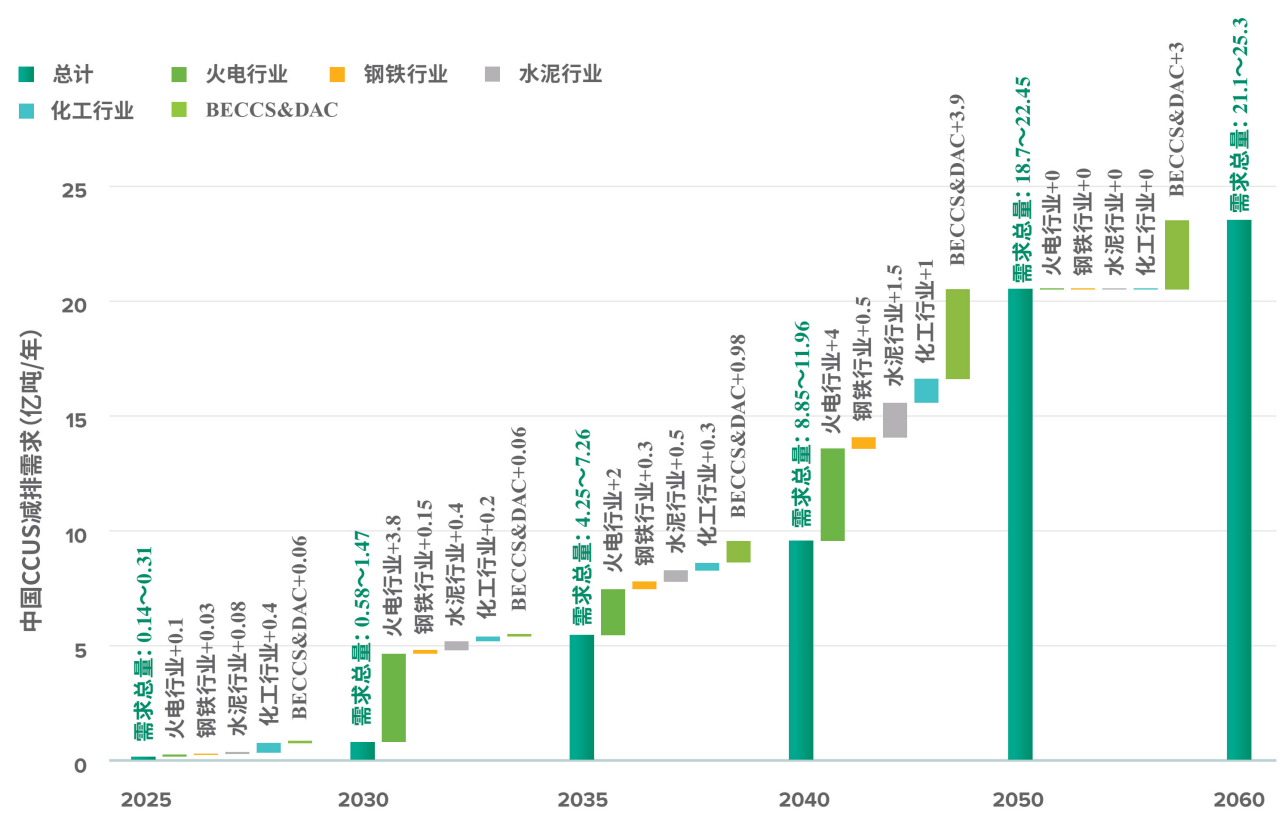
- 化石能源低碳利用的唯一技术。
- 在碳中和背景下保持电力系统灵活性的主要技术。
- 广泛适用于钢铁、水泥等减排难行业的脱碳技术。
- 通过与生物质能和二氧化碳直接空气捕集技术相结合，为中国实现 2060 年碳中和目标提供基础技术。

对未来 CCUS 需求的综合分析表明，根据“30/60”目标，到 2025 年，CCUS 每年可减少二氧化碳 2400 万吨（1400–3100 万吨）；到 2030 年，可减少二氧化碳近 1 亿吨（0.58–1.4 亿吨）；到 2040 年，可减少二氧化碳约 10 亿吨（8.85–11.96 亿吨）；到 2050 年，可减少二氧化碳超过 20 亿吨（18.7–22.45 亿吨）；到 2060 年，可减少二氧化碳约 23.5 亿吨（21.1–25.3 亿吨）（见图 3.3）。鉴于中国目前的煤炭发电装机容量和能源安全的硬性约束，火电行业将成为 CCUS 应用的重点。预计到 2060 年，仅火电行业每年就可通过 CCUS 减少二氧化碳排放 10 亿吨。预计到 2060 年，CCUS 对钢铁、水泥和化工行业脱

<sup>3</sup> CCUS in China - The Value and Opportunities for Deployment, 国际油气行业气候倡议组织（OGCI），2021。

碳的年贡献将达到 5 亿吨减排量。在实现碳中和之前，生物质能碳捕集与封存（BECCS）和直接空气捕集（DAC）技术预计每年可减排 5-8 亿吨二氧化碳。

图 3.3：中国各行业 CCUS 减排需求

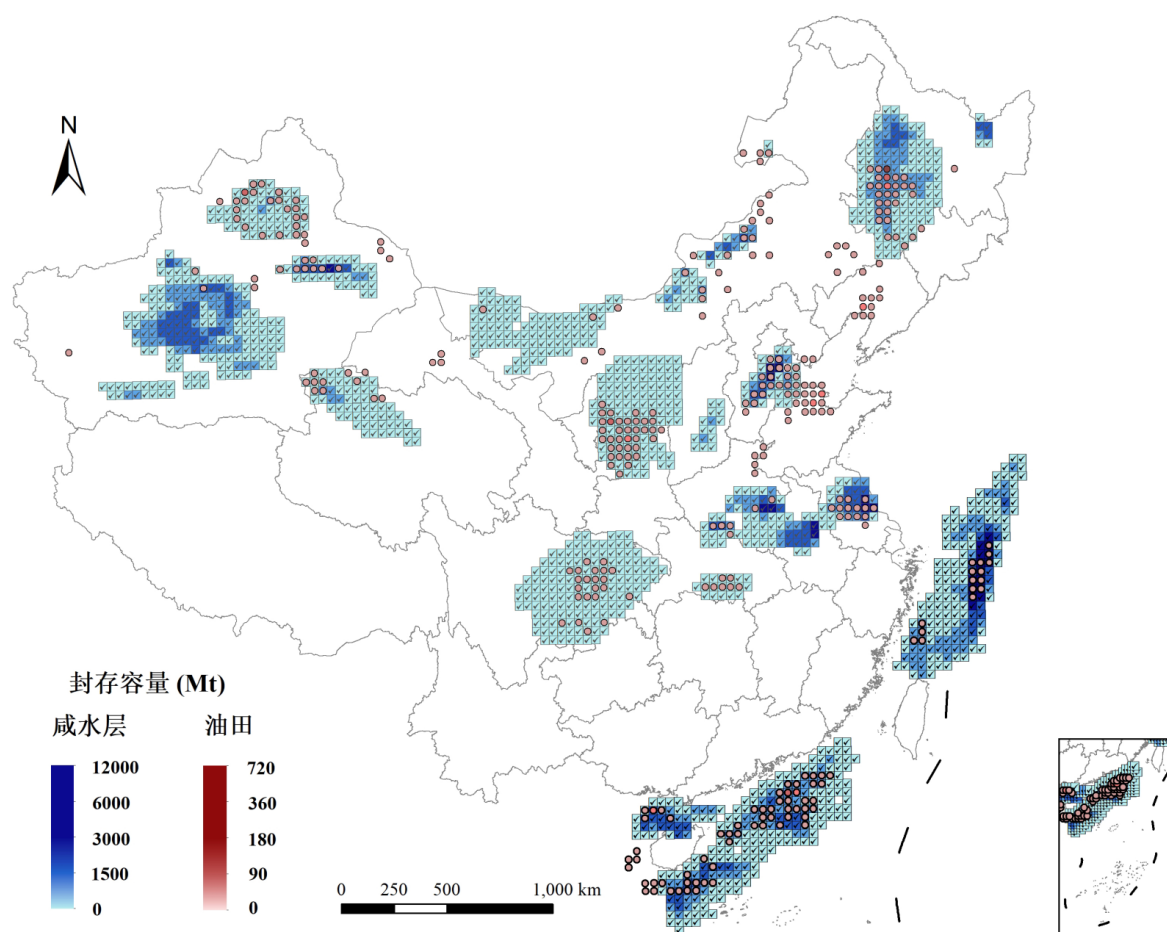


来源：CCUS PROGRESS IN CHINA - A STATUS REPORT (2023)

### 3.4.2 封存容量

中国的理论地质封存容量估计在 1.21 万亿吨至 4.13 万亿吨（Tt）之间，主要包括咸水层、油气田和其他地下地质构造。考虑开采的油田主要位于松辽盆地、渤海湾盆地、鄂尔多斯盆地和准噶尔盆地。适合封存二氧化碳的陆上油田封存容量超过 200 亿吨，CO<sub>2</sub>-EOR（油藏）可封存约 50 亿吨二氧化碳。气藏主要分布在鄂尔多斯盆地、四川盆地、渤海湾盆地和塔里木盆地，这些气藏已探明的二氧化碳封存容量约为 150 亿吨。深部咸水层的封存容量在 0.16 万亿吨到 2.42 万亿吨之间。塔里木盆地、鄂尔多斯盆地、松辽盆地、渤海湾盆地和珠江口盆地等大中型沉积盆地更适合封存二氧化碳（见图 3.4）。

图 3.4：中国理论地质封存容量



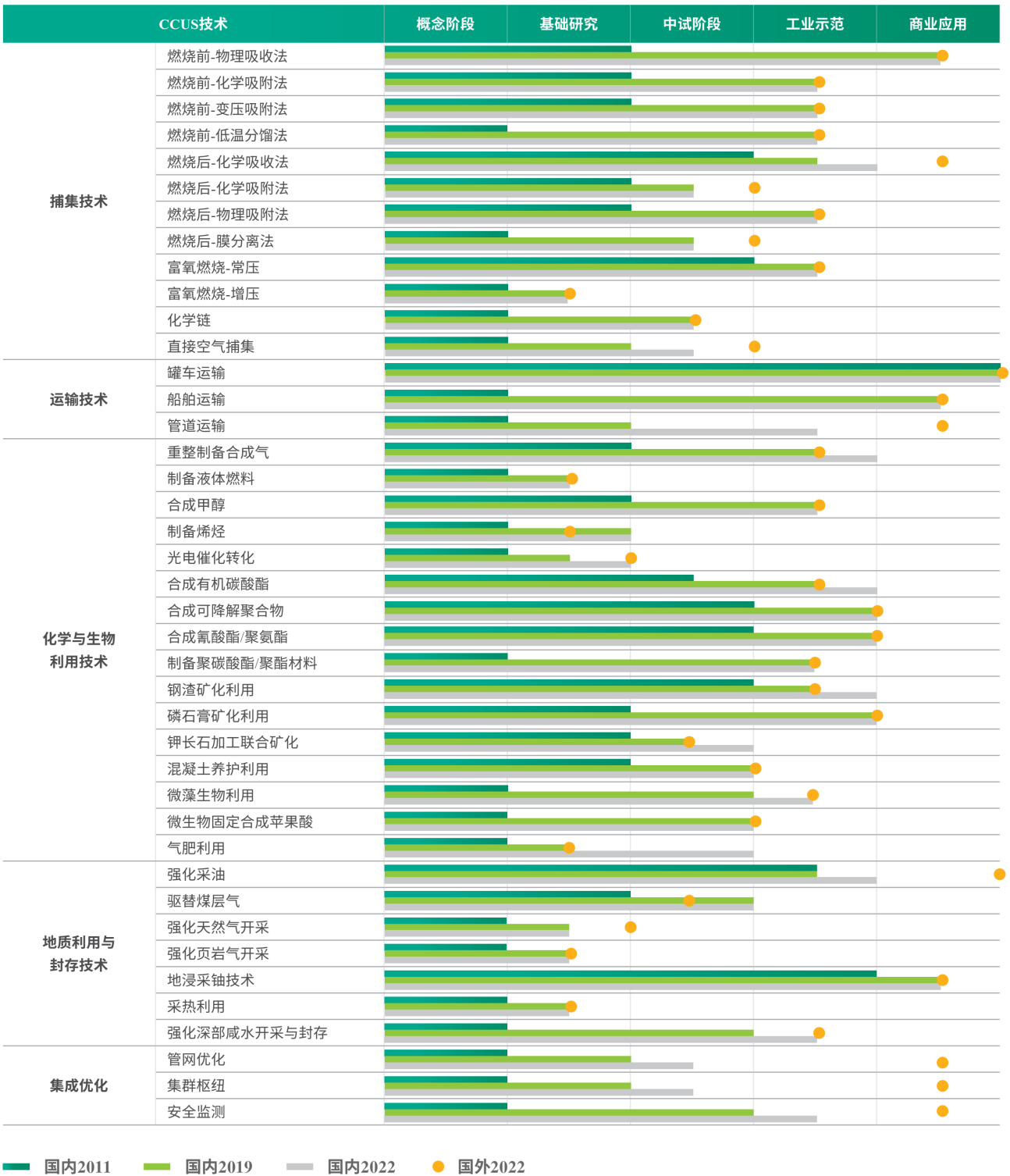
来源：CCUS PROGRESS IN CHINA – A STATUS REPORT (2023)

### 3.4.3 CCUS 技术发展水平

近年来，中国在 CCUS 技术开发方面取得了重大进展，目前已具备大规模二氧化碳捕集、管道（运输）、利用和封存的设计和示范能力（见图 3.5）。

总体而言，二氧化碳捕集技术的发展状况相对较为先进，但二氧化碳捕集技术内部不同路径的发展并不均衡。在第一代捕集技术中，燃烧前物理吸收技术相对成熟，已进入商业应用阶段，燃烧后化学吸收法处于工业示范阶段。第二代和第三代捕获技术相对落后，加压富氧燃烧(POFC)和化学循环燃烧(CLC)仅处于实验室阶段。此外，中国已开始探索二氧化碳脱除技术(CDR)，如 BECCS 和 DAC。浙江大学和上海交通大学在 DAC 领域的高性能吸附剂和吸附材料制备等关键技术研发方面取得了进展。

图 3.5：国内外 CCUS 各环节技术发展情况



来源：CCUS PROGRESS IN CHINA – A STATUS REPORT (2023)

就二氧化碳输送而言，中国公路罐车和内河船舶运输技术均已开展商业化应用，主要用于规模 10 万吨 / 年以下的二氧化碳输送。中国现有的大部分 CCUS 试点项目规模相对较小，且大多使用罐车运输。二氧化碳船舶运输属于液化气体船舶运输技术，中国已具备建造此类船舶的能力，但管道是大规模输送二

氧化碳的最廉价方式。中国现有的二氧化碳管道总长度约为 150 公里。2022 年 8 月，齐鲁石化－胜利油田 100 公里二氧化碳管道项目开工建设，预计 2023 年竣工。这将是中国首条长距离二氧化碳输送管道。中国的二氧化碳海底管道输送仍处于基础研究阶段。

二氧化碳生物和化学利用技术总体上处于工业试验阶段，二氧化碳合成化学材料技术已进入工业示范阶段。钢渣和磷石膏矿化利用技术已接近商业应用水平。2022 年 7 月，包钢集团 10 万吨钢渣综合利用一期试点工程开工建设，2023 年初正式投产。

在地质利用方面，中国的二氧化碳强化采油（EOR）项目相对成熟，正处于工业示范和商业应用阶段。在海上地质封存方面，继国家能源投资集团的鄂尔多斯 CCS 示范项目之后，中国海洋石油总公司于 2022 年 6 月宣布，中国首个海上二氧化碳封存项目的设备建设已全面完成，预计二氧化碳封存容量将达到 30 万吨 / 年。

与此同时，CCUS 系统集成优化在许多国家已进入商业化阶段。但国内大规模全链条示范经验不足，特别是在管网优化和集群枢纽方面，相关技术目前仅达到中试阶段。

#### 3.4.4 示范项目情况

中国的 CCUS 示范项目正在快速发展。与 2021 年相比，项目数量和规模都有显著增长。

与此同时，开始部署 CCUS 技术的行业数量也大幅增加。

##### 按数量、规模和地域划分

截至 2022 年 11 月，中国已投运和规划建设中的 CCUS 示范项目已接近百个<sup>4</sup>（见图 3.6）。其中，近一半的项目已投入运营，二氧化碳捕集能力超过每年 400 万吨，二氧化碳注入能力超过每年 200 万吨，与 2021 年相比，分别增长了约 33% 和 65%。

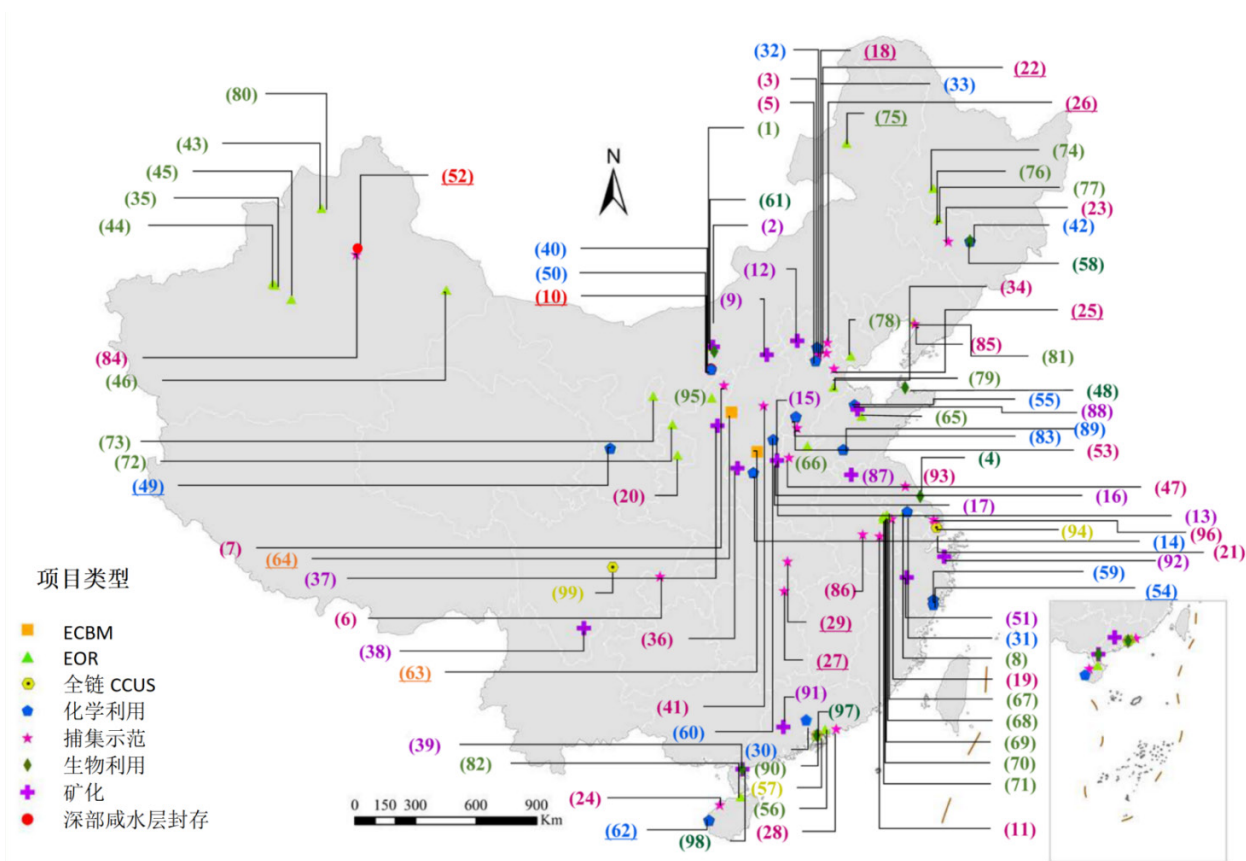
中国目前已有 40 多个项目的二氧化碳捕集能力达到 10 万吨。其中，10 多个项目的二氧化碳捕集能力达到 50 万吨。2022 年 8 月，中国首个百万吨级 CCUS 项目——齐鲁石化－胜利油田项目正式投产。华能集团 150 万吨煤电 CCUS 项目预计将于 2023 年在甘肃省正宁县建成。中国石油天然气集团公司正在建设多个大型 CCUS 示范项目，包括大庆油田 140 万吨 / 年项目和吉林油田 100 万吨 / 年项目，而其在新疆参与打造 CCUS 产业集群预计到 2030 年将达到年产 1000 万吨二氧化碳的规模。陕西延长石油集团规划建设 500 万吨 / 年 CCUS 项目，并将在 2025 年“十四五”末完成 100 万吨 CCUS 工业示范项目。

在外资参与中国 CCUS 方面，广东省发改委、中国海油、壳牌集团和埃克森美孚签署了谅解备忘录，将于 2022 年 6 月共同研究在大亚湾地区建设千万吨级 CCUS 产业集群。2022 年 11 月，中石化、壳牌、宝武钢铁和巴斯夫宣布将开展合作研究，在华东地区启动中国首个开放式千万吨级 CCUS 项目。

<sup>4</sup> CCUS 示范项目的完整清单见附件 II。



图 3.6：中国 CCUS 示范项目分布



来源：CCUS PROGRESS IN CHINA - A STATUS REPORT (2023)

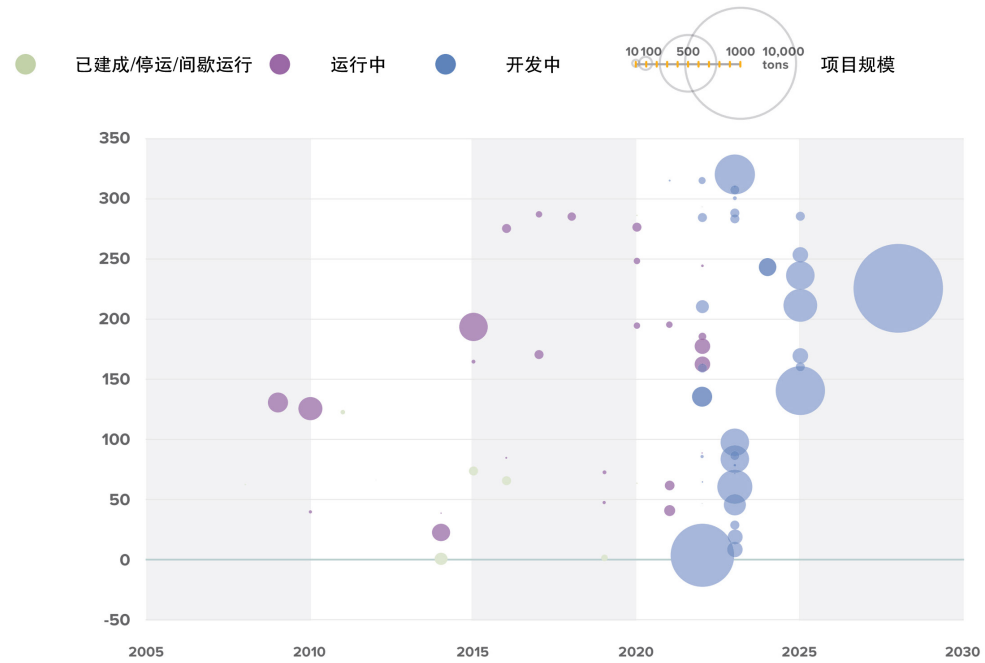
### 按工业领域划分

中国已在电力行业（20 多个项目）、油气、化工、水泥、钢铁等领域部署示范或计划示范二氧化碳捕集项目（见图 3.7 和 3.8）。2021 年 6 月投产的国家能源集团锦界电厂 15 万吨 / 年燃烧后二氧化碳捕集示范项目，综合捕获能耗达到 2.35 GJ / 吨；即将投产的泰州电厂 50 万吨 / 年煤电项目，成本和能耗均有望下降。2022-2023 年，水泥、钢铁等难减排行业的 CCUS 示范项目数量明显增加。2022 年 6 月，包钢集团 200 万吨（一期 50 万吨）CCUS 示范项目一期工程开工建设。2022 年 10 月，中建材集团建成全球首套玻璃熔窑二氧化碳捕集装置，年产能达 5 万吨。此外，在油气、煤化工、石油化工、乙醇制备、化肥生产等行业，还有 40 多个 CCUS 示范项目正在规划或已经投运。

迄今为止，二氧化碳地质利用（如 EOR）是中国二氧化碳利用试验的重点，但化学和生物利用项目也在逐年增加（见图 3.9）。目前，中国有 30 多个 CO<sub>2</sub>-EOR 项目、少量强化开采煤层气项目和几个盐水封存项目。2022 年，中国跨国企业腾讯公司宣布将于 2030 年前实现碳中和，并与冰岛 Carbfix 公司合作，在中国的玄武岩地层中建设二氧化碳封存项目，该项目预计将于 2023 年竣工并投入使用。在二氧化碳化工利用方面，多数项目采用二氧化碳矿化利用的方式制备和养护混凝土砌块等建筑材料，其余项目则利用二氧化碳制备高价值化学品。2022 年 11 月，国家能源集团国电大同电厂的 CCUS 示范设施投入运行；该项目以氯化铵溶液和电石渣利用为基础，已成功生产出成品碳酸钙浆液。中国的二氧化碳生物利用项目逐年增加，主要集中在微藻培育、二氧化碳封存和制备高附加值产品方面。2022 年 1 月，浙江大学与华润集团合作，在华润电力（海丰）有限公司建成国内首个利用燃煤电厂烟气进行二氧化碳减排和利用

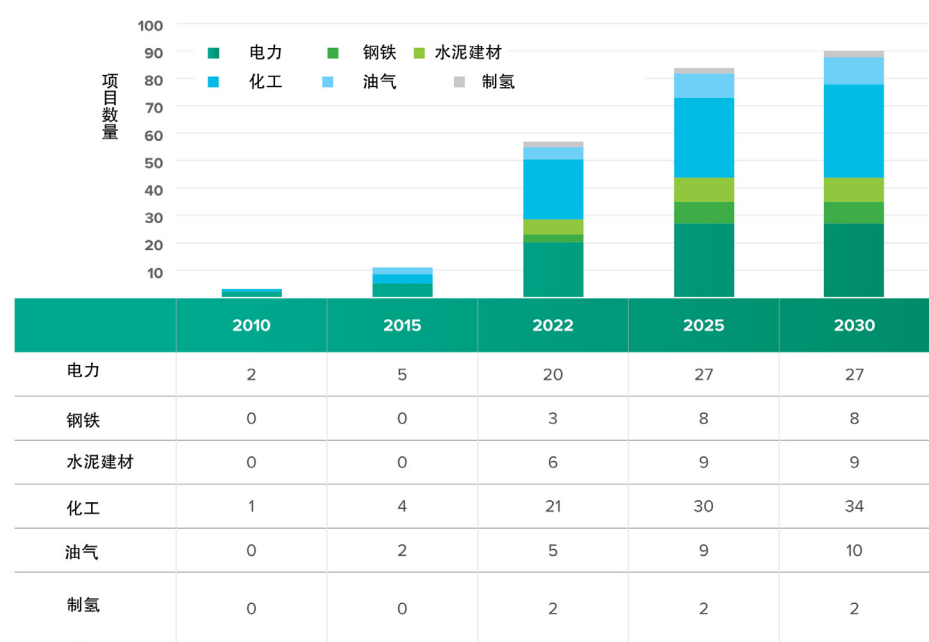
的立柱式微藻光合反应器示范项目；2022 年 12 月，浙江大学与广东能源集团合作，在广东粤电湛江生物质发电有限公司建成国内首个利用烟气进行微藻培育和固碳的示范工程。

图 3.7：中国 CCUS 示范项目（部分）的行业分布



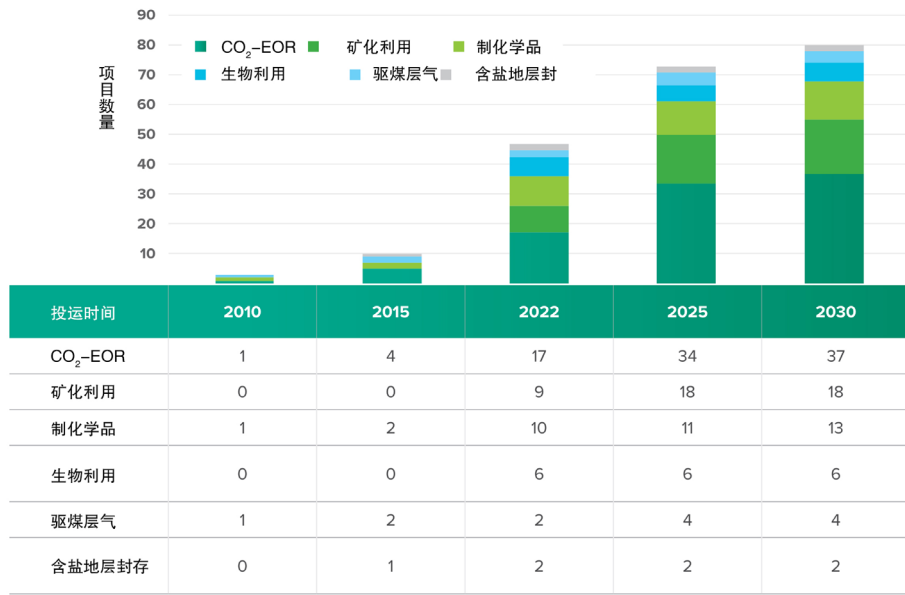
来源：CCUS PROGRESS IN CHINA – A STATUS REPORT (2023)

图 3.8：中国 CCUS 示范项目的行业分布



来源：CCUS PROGRESS IN CHINA – A STATUS REPORT (2023)

图 3.9：中国 CCUS 利用与封存示范项目分布

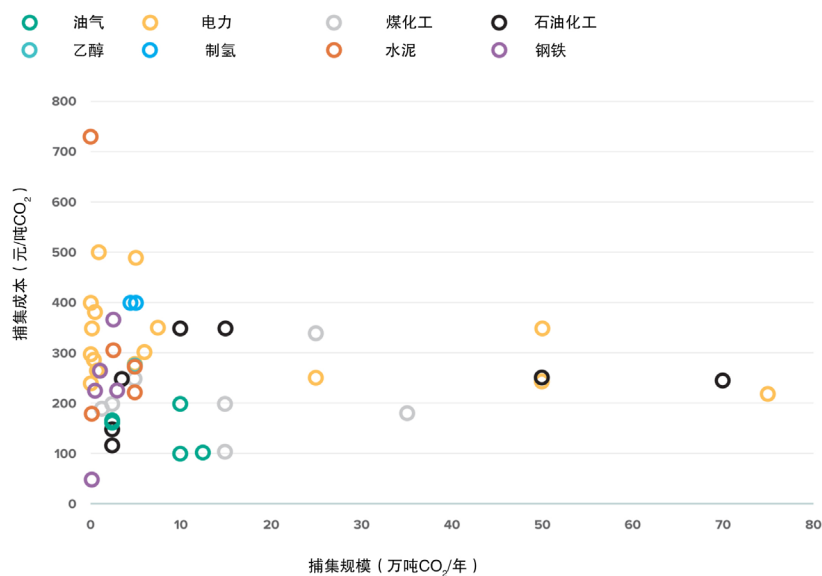


来源：CCUS PROGRESS IN CHINA – A STATUS REPORT (2023)

与世界其他国家相比，中国 CCUS 示范项目的平均成本处于中低水平。

虽然 CCUS 示范项目的成本仍然较高，但与其他国家相比，中国具有一定的成本优势（见图 3.10 和 3.11）。随着科学家们不断从项目中总结经验，中国示范项目的成本呈逐年下降趋势。中国煤炭和石化行业的 CCUS 综合项目成本相对较低，为 105 至 250 元 / 吨 CO<sub>2</sub>。电力和水泥行业的二氧化碳捕集成本相对较高，分别为 200 至 600 元 / 吨 CO<sub>2</sub> 和 305 至 730 元 / 吨 CO<sub>2</sub>。目前，与其他减排技术相比，CCUS 的成本优势尚不明显。

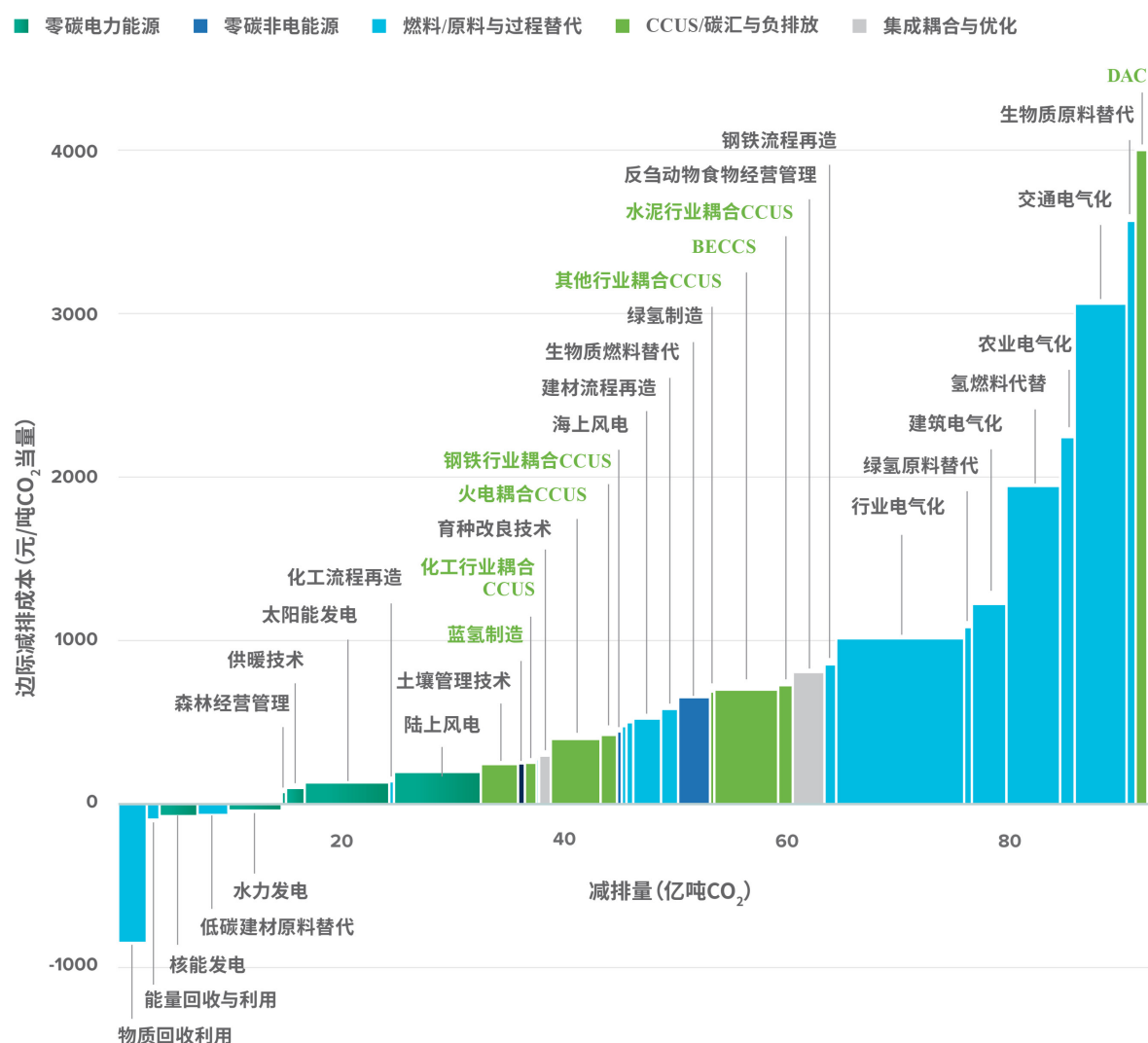
图 3.10：中国正在运行的 CCUS 示范项目的成本



来源：CCUS PROGRESS IN CHINA – A STATUS REPORT (2023)



图 3.11：CCUS 和其他低碳技术的边际减排成本对比



来源：CCUS PROGRESS IN CHINA – A STATUS REPORT (2023)

### 3.5 结论与建议：未来挑战

中国在应用 CCUS 技术方面取得了显著进展，同时也认识到了 CCUS 在实现“30/60”宏伟气候目标方面起着至关重要的作用。然而，中国在实现商业规模的 CCUS 综合项目方面仍面临着各种挑战，包括二氧化碳减排成本高、缺乏有效的商业模式、激励和监管措施不足以及二氧化碳源汇匹配困难等。考虑到 CCUS 在实现中国双碳目标中的关键作用，必须进一步促进 CCUS 融入中国的碳中和创新和能源体系。

亚洲开发银行于 2022 年 8 月提出了以下建议，如果这些建议得到落实，将可巩固和加强中国在 CCUS 发展方面已经取得的进展<sup>5</sup>：

- 在电力、钢铁、水泥和石化等关键领域紧急开发大型综合 CCS 示范项目。每个项目的二氧化碳捕集、运输、利用或封存容量应超过 100 万吨。尽管根据中国的能源结构和煤炭在一次能源消费中的占比，CCS 已被列为优先事项，但中国在建设大型 CCS 示范项目方面仍落后于其国际合作伙伴。第一批大型综合 CCS 示范项目应在“十四五”末期，即 2024 年至 2025 年开工建设。

<sup>5</sup> Road Map Update for CCUS Demonstration and Deployment in the People's Republic of China, 亚洲开发银行，2022 年 8 月。

- **将 CCUS 纳入碳市场。**在挪威和加拿大，碳定价是推广 CCUS 技术的重要驱动力。在加拿大，1 吨二氧化碳的减排量可使加拿大的 CCS 项目产生 2 吨的信用额度，类似的制度可以成为加快中国 CCS 部署的有效机制。中国的碳排放交易系统（ETS）可以借鉴加拿大的经验，允许 CCS 项目产生与中国核证减排量（CCER）计划相关联的多种减排信用。利用拍卖收入为 CCS 融资，如欧盟的 NER300 和 NER400 计划，也是很好的例子。
- **对中国所有大型固定排放源以及在国外发展的国有企业采用 CCUS 就绪设计。**CCS 就绪设计有助于避免碳锁定效应。为促进中国和海外投资做好 CCS 准备而制定的指导性文件可降低气候转型风险（即高碳价会带来未来资产搁浅的风险）。
- **加大对 CCS 技术研发的政策支持。**鉴于全球其他主要经济体正在大幅提高对 CCS 的支持力度，“十四五”及以后几年的研发政策支持力度需要加大。
- **降低早期 CCS 示范项目的二氧化碳封存责任风险。**早期 CCS 示范项目承担着巨大的技术风险，如捕集装置或二氧化碳封存注入失败。因此，政府应建立一个风险缓解机制，以消除大部分二氧化碳封存长期责任风险，如采用特殊和有利的保险计划。此外还需要构建一套政府监管框架来解决长期责任问题。向政府转移责任是拥有商业 CCS 项目国家所常用的机制。
- **为尚未纳入排放交易体系（ETS）的高浓度排放源部门提供其他碳定价信号。**在高浓度排放源（如二氧化碳排放量大于 70%）部署二氧化碳捕集与封存（如电力、水泥、钢铁）的成本明显低于其他排放源。对中国而言，界定和识别高浓度排放源，并制定有针对性的政策激励措施（如征收碳税和对国有企业实行强制性内部碳定价），将有利于利用这些早期机会促进 CCUS 部署。美国的“45Q 税收抵免法案”就是一个典型例子，要求最高浓度的二氧化碳排放源必须部署 CCUS 技术。
- **建立 CCS 试行监管框架。**CCS 项目审批程序复杂，涉及的行政部门多，增加了项目的风险和成本。中国应由生态环境部气候司牵头，设计统一的审批流程，明确各项审批的实施机关、条件、程序、期限等。同时，明确中国各监管部门的职责和角色，有助于项目开发商更有效地驾驭监管障碍。
- **建立国际公认的二氧化碳排放测量方法，评估 CCS 技术的减排成本。**国际上对 CCS 的排放核算和成本测量方法并不一致。开发商或技术供应商通常采用符合自身利益的方法。关键的争论集中在生命周期排放和二氧化碳利用的成本上，如 CO<sub>2</sub>-EOR 和将二氧化碳转化为化学品。如果有一个公平、统一的成本计算和碳核算方法，将有助于政策制定者了解不同技术的社会效益、成本和潜在机会。中国在确保建立和遵守这种方法方面可以发挥关键作用。

## 国际合作的作用

许多大型外国企业在中国都有独资公司或与中国公司合作开展业务。为了实现其在中国和国际上的气候目标，这些企业都希望在中国发展合作，并通过知识共享、促进协调和提高公众意识，为缩小能力差距、加快技术学习和发展做出重要贡献。其中一些国家已经启动了此类合作（参见本报告第 3.4 节）。

从政府的角度来看，CCUS 作为一种低碳技术也是最有可能开展国际合作的领域之一。官方的政府间合作机制和非官方的贸易机制都可以提供相应的平台，将政策制定者、企业和研究人员联系起来，探索各种合作方式。对于行业和其他非政府组织来说，与中国的利益相关者，尤其是行业参与者建立联系，可以带来重大变化。知识共享应作为一项重要工具，为政策制定者提供有效的 CCUS 部署相关的政策信息，并加强公众对该技术的了解。进一步的项目合作，如联合研究和工程合作，将进一步促进中国 CCUS 产业的发展。此外，通过合作，这些不同的公司和组织可以共同承担风险和成本。根据当前的实际情况采用临时机制进行的国际合作可能会带来更好的协调、成本和风险的有效共享，以及更加透明的沟通，

从而有望给所有利益相关方带来更多的好处。

中国国有企业在这方面走在前列（见附件 II）。国有企业的业务活动性质特殊且涉及面较广，并且其中许多企业已经在中国或国际上与外国企业开展了合资合作，因此自然成为希望在中国和 / 或国际业务中加快实现净零排放的欧洲企业的首选合作伙伴。

考虑到中国的地质封存潜力巨大，但在天然地下储层中注入二氧化碳的经验较少，在这方面，一些欧洲企业（例如挪威的 Northern Lights 公司）拥有丰富的经验，可能有望为中国带来非常有用的贡献。需要强调的是，二氧化碳长期封存的地质条件在不同地区有着很大差异，而找出这些差异需要花费大量的时间和资金。因此，利用欧洲的技术专业知识将对中国 CCUS 的部署大有裨益。在 CCUS 领域，天然气生产和加工是一个很有前景的合作领域，因为在进一步加工或液化之前，必须从天然气中去除二氧化碳。

### 3.6 附表 1：中国 CCUS 的相关政策

序号	发布机构	日期	名称	内容
1	国务院	2006 年 2 月 7 日	《国家中长期科学和技术发展规划纲要》	开发高效、清洁和二氧化碳近零排放的化石能源开发利用技术
2	科技部、发改委、外交部、环境部（现生态环境部）等 10 个部门	2007 年 6 月 13 日	《中国应对气候变化科技专项行动》	CCUS 技术被列为重点支持和示范的关键技术之一
3	国务院	2007 年 6 月 30 日	《中国应对气候变化国家方案》	CCUS 技术被列为煤炭清洁高效利用的方式之一
4	科技部	2011 年 7 月 4 日	《国家“十二五”科学技术发展规划》	列有 CCUS
5	国土资源部（现自然资源部）	2011 年 7 月 13 日	《国土资源“十二五”科学技术普及行动纲要》	列出了 CCUS 相关的地质研究和技术开发
6	国务院	2011 年 12 月 1 日	《“十二五”控制温室气体排放工作方案》	开展 CCUS 示范项目，研究具有自主知识产权的碳捕集、利用和封存等新技术
7	发改委	2012 年 3 月 18 日	《煤炭工业发展“十二五”规划》	支持 CCUS 项目
8	科技部、外交部、发改委、环境部、工信部等 11 个部门	2012 年 5 月 4 日	《“十二五”国家应对气候变化科技发展专项规划》	开展 CCUS 技术研究和示范，明确重点领域
9	工信部、发改委、科技部、财政部	2012 年 12 月 31 日	《工业领域应对气候变化行动方案（2012-2020 年）》	在工业部门开展 CCUS 研究、示范项目和能力建设
10	国务院	2013 年 1 月 1 日	《能源发展“十二五”规划》	开展 IGCC 项目（400-500 MW）和 CCUS 示范项目
11	科技部	2013 年 2 月 16 日	《“十二五”国家碳捕集利用与封存科技发展专项规划》	推动 CCUS 全链条示范工程和技术攻关
12	发改委	2013 年 2 月 22 日	《战略性新兴产业重点产品和服务指导目录》（2016 年 9 月 21 日修订）	明确 CCUS 技术为先进的环保技术之一
13	国务院	2013 年 2 月 23 日	《国家重大科技基础设施建设中长期规划》	支持应对气候变化的 CCUS 基础设施研究
14	发改委	2013 年 4 月 27 日	《关于推动碳捕集、利用与封存试验示范的通知》	通过政策、激励措施、战略、标准和国际合作促进 CCUS 示范项目建设
15	国务院	2013 年 8 月 1 日	《关于加快发展节能环保产业的意见》	提前部署 CCUS 技术设备
16	环境部	2013 年 11 月 5 日	《关于加强碳捕集、利用和封存试验示范项目环境保护工作的通知》	加强 CCUS 项目的环境保护与评估

序号	发布机构	日期	名称	内容
17	发改委	2014 年 8 月 25 日	《国家重点节能低碳技术推广目录》	CCUS 技术被列为国家重点推广的低碳技术之一
18	发改委、环境部、能源局	2014 年 9 月 14 日	《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）》	深入开展碳捕集和封存研究示范
19	发改委	2014 年 9 月 19 日	《国家应对气候变化规划（2014-2020 年）》	实施 CCUS 一体化示范工程，积极探索二氧化碳资源化利用的途径、技术和方法
20	能源局、环境部和工信部	2014 年 12 月 26 日	《关于促进煤炭安全绿色开发和清洁高效利用的意见》	开展 CCUS 研究与示范项目
21	能源局	2015 年 4 月 27 日	《煤炭清洁高效利用行动计划（2015-2020 年）》	鼓励煤炭和天然气相关行业的 CCUS 项目部署和跨部门合作
22	发改委	2015 年 11 月 18 日	《强化应对气候变化行动——中国国家自主贡献》	列有 CCUS 技术，旨在促进技术开发和商业示范
23	发改委	2015 年 12 月 6 日	《国家重点推广的低碳技术目录（第二批）》	CCUS 被纳入其中
24	环境部	2015 年 12 月 24 日	《合成氨工业污染防治技术政策》	CCUS 技术被列为需要开发的新技术之一
25	环境部	2016 年 6 月 20 日	《二氧化碳捕集、利用与封存环境风险评估技术指南（试行）》	明确了 CCUS 项目的风险评估
26	国务院	2016 年 7 月 28 日	《“十三五”国家科技创新规划》	专注 CCUS 研发，开展年产百万吨燃烧后示范项目
27	国务院	2016 年 10 月 27 日	《“十三五”控制温室气体排放工作方案》	CCUS 被纳入其中
28	科技部、环境部、气象局	2017 年 4 月 27 日	《“十二五”国家应对气候变化科技发展专项规划》	CCUS 技术被列为减排技术之一，重点是低成本和大规模应用。
29	发改委	2017 年 4 月 1 日	《国家重点节能低碳技术推广目录》（2017 年本低碳部分）	列有 CCUS
30	住房和城乡建设部	2018 年 9 月 11 日	《烟气二氧化碳捕集纯化工程设计标准》	明确了烟气碳捕集和封存项目工程标准
31	人民银行、发改委、银监会（现银保监会）	2020 年 7 月 8 日	《绿色债券支持项目目录（2020 年版）》	CCUS 被纳入其中
32	生态环境部	2020 年 10 月 21 日	《关于促进应对气候变化投融资的指导意见》	CCUS 被纳入其中
33	国务院	2021 年 2 月 22 日	《关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》	加快基础设施绿色升级的部分提到了 CCUS



序号	发布机构	日期	名称	内容
34	全国人民代表大会	2021 年 3 月 13 日	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划（2021-2025 年）和 2035 年远景目标纲要》	CCUS 首次被纳入国家五年规划
35	气候变化事务特使	2021 年 4 月 18 日	《中美应对气候危机联合声明》	CCUS 被纳入“21 世纪 20 年代的具体减排行动，旨在使与巴黎协定相符的温升限制目标可以实现”
36	生态环境部、商务部、发改委、住房和城乡建设部、人民银行、海关总署、能源局、国家林草局	2021 年 5 月 28 日	《关于加强自由贸易试验区生态环境保护推动高质量发展的指导意见》	探索并实施规模化的 CCUS 全链示范项目。
37	发改委	2021 年 6 月 23 日	《关于请报送二氧化碳捕集、利用与封存（CCUS）项目有关情况的通知》	提交 CCUS 项目材料，为接下来重点项目的有序实施做好准备。
38	中共中央办公厅、国务院办公厅	2021 年 10 月 10 日	《国家标准化发展纲要》	开展研究并制定 CCUS 标准
39	中欧环境与气候高层对话	2021 年 10 月 11 日	《第二次中欧环境与气候高层对话联合新闻公报》	双方同意继续并扩大在生物多样性保护、化学品管理、气候立法、节能与能效提升、循环经济、可再生能源、绿色交通、绿色建筑、绿色金融、CCUS 以及氢能源等领域的合作。
40	中共中央、国务院	2021 年 10 月 24 日	《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》	CCUS 重点领域：技术研究、工业应用和投资政策。
41	国务院	2021 年 10 月 26 日	《2030 年前碳达峰行动方案》	包括通过研究、一体化示范和国际合作促进 CCUS 在工业中的应用，从而实现低成本的大规模商业部署。
42	中国政府	2021 年 10 月 28 日	《中国落实国家自主贡献成效和新目标新举措》	CCUS 技术被列为“基础前沿技术”之一，侧重于技术研究、示范、产业应用和国际协作。
43	人民银行	2021 年 11 月 10 日	推出碳减排支持新工具	根据中国人民银行的规定，金融机构向符合条件的企业发放碳减排贷款后，贷款人可按本金 60% 的比例向央行申请贷款，利率为 1.75%，期限 1 年。 中国人民银行公告称，新工具旨在撬动更多社会资本推动重点行业低碳转型，支持清洁能源、节能环保和碳减排技术发展。

序号	发布机构	日期	名称	内容
44	中美两国政府	2021 年 11 月 10 日	《中美关于在 21 世纪 20 年代强化气候行动的格拉斯哥联合宣言》	两国计划在 CCUS 和直接空气捕集等技术的部署和应用方面开展合作 ..... 双方拟成立“在 20 年代加强气候行动工作组”
45	工信部	2021 年 12 月 3 日	《“十四五”工业绿色发展规划》	探索将 CCUS 纳入工业减排路线，注重技术、示范和融资政策支持
46	国标委	2021 年 12 月 6 日	《“十四五”推动高质量发展的国家标准体系建设规划》	CCUS 标准被纳入
47	国资委	2021 年 12 月 30 日	《关于推动中央企业高质量发展做好碳达峰和碳中和工作的指导意见》	加强 CCUS 技术突破和低成本、全链条、一体化、规模化示范项目建设
48	发改委、能源局	2022 年 2 月 10 日	《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	重点开展燃煤电厂和油气行业 CCUS 技术开发与示范，并给予政策支持
49	发改委、工信部、生态环境部、能源局	2022 年 2 月 11 日	《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南（2022 年版）》	突出在煤制化学、水泥、平板玻璃、钢铁、铁合金行业开展 CCUS 示范
50	发改委、能源局	2022 年 3 月 22 日	《“十四五”现代能源体系规划》	该文件提到了 CCUS 在山西、陕西、内蒙古、新疆等地区的国家重点示范项目，探索商业路径，提供资金支持，加强国际合作
51	能源局	2022 年 3 月 29 日	《2022 年能源工作指导意见》	建立围绕 CCUS 及其他五大方向的创新平台
52	能源局	2022 年 4 月 2 日	《“十四五”能源领域科技创新规划》	该文件强调了 CCUS 在油田和煤炭环保利用领域的应用和发展，规划了百万吨全链条示范项目和相关技术研究
53	教育部	2022 年 4 月 24 日	《加强碳达峰碳中和高等教育人才培养体系建设工作方案》	培养和吸引 CCUS 方面的人才
54	发改委、能源局、财政部、自然资源部、生态环境部、住建部、农业部、林草局	2022 年 6 月 1 日	《“十四五”可再生能源发展规划》	鼓励 BECCS 应用示范
55	生态环境部、发改委及其它 5 个部委	2022 年 6 月 17 日	《减污降碳协同增效实施方案》	鼓励 CCUS 在工业领域的应用

来源: Repositioning CCUS for China's Net-Zero Future, Global CCS Institute, 2022 年 9 月

### 3.7 附表 II：中国 CCUS 示范项目

序号	项目名称	公司
1	包头 200 万吨（一期 50 万吨）CCUS 示范项目	包钢集团
2	包头碳化法钢渣综合利用项目	包融环保
3	复杂烟气环境下 CO <sub>2</sub> 捕集技术示范项目	北京建材研究总院
4	盐城海藻固碳项目	赐百年
5	北京高井热电厂 CO <sub>2</sub> 捕集项目	大唐
6	重庆双槐电厂 CO <sub>2</sub> 捕集示范项目	国电投
7	锦界电厂 15 万吨 / 年燃烧后 CO <sub>2</sub> 碳捕集与封存全流程示范项目	国家能源集团
8	泰州电厂 50 万吨 / 年 CCUS 项目	国家能源集团
9	国电大同电厂 CO <sub>2</sub> 化学矿化捕集利用示范项目	国家能源集团
10	鄂尔多斯 CO <sub>2</sub> 咸水层封存项目	国家能源集团
11	芜湖白马山水泥厂 CO <sub>2</sub> 捕集与纯化示范项目	安徽海螺集团
12	张家口氢能源开发利用工程示范项目	河钢集团
13	电石渣矿化利用项目 CO <sub>2</sub> 弛放气项目	河南开祥化工
14	5 万吨 / 年化学合成气分离 CO <sub>2</sub> 制干冰项目	河南开祥化工
15	CO <sub>2</sub> 固废利用项目	河南强耐新材料
16	北京房山水泥厂烟气 CO <sub>2</sub> 捕集项目	泓宇环能
17	句容 1 万吨 / 年 CO <sub>2</sub> 捕集工程	华电集团
18	正宁电厂 150 万吨 / 年 CO <sub>2</sub> 捕集封存项目	华能集团
19	上海 12 万吨 / 年相变型 CO <sub>2</sub> 捕集工业装置	华能集团
20	北京热电厂 3000 吨 / 年 CO <sub>2</sub> 捕集示范工程	华能集团
21	长春热电厂 1000 吨 / 年相变型 CO <sub>2</sub> 捕集工业装置	华能集团
22	洋浦热电燃气机组 2000 吨 / 年 CO <sub>2</sub> 捕集工程	华能集团
23	天津 IGCC 电厂 10 万吨 / 年燃烧前 CO <sub>2</sub> 捕集工程	华能集团
24	北京密云燃气烟气 1000 吨 / 年 CO <sub>2</sub> 捕集示范工程	华能集团
25	湖南岳阳低温法 CO <sub>2</sub> 和污染物协同脱除工程	华能集团
26	海丰碳捕集测试平台	华润电力

序号	项目名称	公司
27	应城 35MW 富氧燃烧工业示范	华中科大
28	佛山 1 万吨 / 年烟气 CO <sub>2</sub> 捕集与固碳示范工程	佳利达环保
29	泰州 CO <sub>2</sub> 固化利用制备聚碳酸亚丙酯项目	中科金龙
30	琉璃河水泥厂 CO <sub>2</sub> 捕集及应用项目	金隅集团
31	北京水泥厂 CCUS 项目	金隅集团
32	大庆油田三肇 CCUS 项目	中石油
33	库车百万吨级 CCUS 一体化示范项目	通源石油
34	运城 中温变压吸附 H <sub>2</sub> /CO <sub>2</sub> 分离中试示范装置	清华大学
35	钢渣及除尘灰间接矿化利用项目	金恒吕梁
36	西昌 CO <sub>2</sub> 矿化脱硫渣关键技术与万吨级工业试验	四川大学
37	湛江玄武岩 CO <sub>2</sub> 矿化封存示范项目	腾讯
38	鄂尔多斯 CO <sub>2</sub> 电解制合成气项目	天津大学
39	太原瑞光电厂烟气 CO <sub>2</sub> 捕集项目	西南化工研究设计院
40	吉林佰诚发酵气 CO <sub>2</sub> 捕集项目	西南化工研究设计院
41	成都煤化学链燃烧全流程示范系统	清华大学
42	塔河炼化制氢弛放气 CCUS 全流程项目	中石化
43	塔里木 CCUS 项目	中石油
44	吐哈密 CCUS 示范项目	中石油
45	CCUS 全流程项目	新联新化工集团
46	烟台蓬莱电厂微藻固碳项目	海融
47	兰州液态阳光示范项目	新区石化集团
48	鄂尔多斯液态阳光示范项目	中煤集团
49	兰溪 CO <sub>2</sub> 捕集与矿化利用集成示范项目	浙江能源
50	阜康 CCUS 全流程项目	地质调查局水环境中心
51	天津铁厂烟气 CO <sub>2</sub> 捕集项目	中国煤炭地质总局
52	丽水 LS36-1 气田 CO <sub>2</sub> 捕集提纯项目	中海油
53	渤中 19-6 凝析气田一期开发工程	中海油

序号	项目名称	公司
54	南方油田澄迈 CCUS 项目	中石油
55	恩平 15-1 油田群 CO <sub>2</sub> 封存项目	中海油
56	吉林 CO <sub>2</sub> 基生物降解塑料项目	中国科学院长春应用化学研究所
57	瑞安 CO <sub>2</sub> 制多元醇项目	中国科学院长春应用化学研究所
58	长治 CO <sub>2</sub> 工业废气大规模重整转化制合成气项目	中国科学院上海高等研究院
59	鄂尔多斯 CO <sub>2</sub> 微藻生物肥项目	中国科学院上海高等研究院
60	东方千吨级 CO <sub>2</sub> 加氢制甲醇工业试验装置	中国科学院上海高等研究院
61	沁水 CO <sub>2</sub> 驱煤层气项目	中联煤
62	柳林煤层气注气增产项目	中澳合作
63	胜利油田 CO <sub>2</sub> 捕集利用与封存全流程项目	齐鲁石化
64	中原油田濮阳 CO <sub>2</sub> -EOR 示范工程	中石化
65	华东油气田 CCUS 项目 - 南化合成氨尾气回收辅助装置 (一期)	中石化
66	华东油气田 CCUS 项目 - 南化合成氨尾气回收辅助装置 (二期)	中石化
67	华东油气 - 南化公司 CO <sub>2</sub> 捕集项目 (三期)	中石化
68	华东油气 - 南化公司 CO <sub>2</sub> 捕集项目 (四期)	中石化
69	金陵石化 - 江苏油田 CO <sub>2</sub> 捕集项目	中石化
70	长庆油田姬塬 CCUS 先导试验项目	中石油
71	长庆油田宁夏 CCUS 项目	中石油
72	大庆油田大庆石化合作 CCUS 项目	中石油
73	大庆油田呼伦贝尔 CCUS 项目	中石油
74	吉林油田吉林石化合作 CCUS 项目	中石油
75	吉林大晴字井油田 CCUS 项目	中石油
76	冀东油田 CCUS 项目	中石油
77	华北油田沧州 CCUS 项目	中石油
78	新疆油田 CCUS 工业化项目	中石油
79	辽河油田盘锦 CCUS 项目	中石油
80	南方油田临高 CCUS 项目	中石油



序号	项目名称	公司
81	邢台焦炉烟气 CO <sub>2</sub> 捕集示范项目	旭阳集团
82	乌鲁木齐欧冶炉冶金煤气 CO <sub>2</sub> 捕集项目	宝武集团
83	营口绿氢流化床直接还原技术示范项目	鞍钢集团
84	新能源光伏电池封装材料二期暨 CO <sub>2</sub> 捕集提纯项目	中建材（合肥）
85	徐州万吨级 CO <sub>2</sub> 提纯 - 钢渣矿化综合利用工业试验项目	徐钢集团
86	邹城万吨级烟气直接矿化示范线	京博集团
87	1000 吨 / 年 CO <sub>2</sub> 加氢制汽油项目	中国科学院大连化学物理研究所
88	3 号机组 100 万吨 / 年烟气 CO <sub>2</sub> 捕集工程	华润电力（深圳）
89	10 万吨 / 年烟气 CO <sub>2</sub> 捕集与矿化项目	华润集团（肇庆）
90	2 万吨 / 年石灰窑尾气 CO <sub>2</sub> 捕集与矿化项目	宁波钢铁
91	盐城千吨级相变捕集技术示范项目	清华大学
92	新疆油田 CCUS 先导项目	中石油
93	榆林煤化公司 30 万吨 / 年 CO <sub>2</sub> 捕集装置项目	延长石油
94	长兴岛电厂 10 万吨级燃煤燃机 CCUS 项目	国电投
95	微藻固碳项目	华润集团（深圳）
96	湛江生物质电厂烟气微藻固碳工程示范	广东能源
97	安塞化子坪 10 万吨 / 年 CO <sub>2</sub> 强化采油（EOR）及封存示范项目	延长石油
98	靖边吴起 5 万吨 / 年 CO <sub>2</sub> 强化采油（EOR）封存试点项目	延长石油

来源：CCUS PROGRESS IN CHINA - A STATUS REPORT (2023)

## 4. 共同结论

任何转型过程都会带来风险和挑战，但我们也不应忽视其中的机遇。

全世界都在进行“能源转型”，这是一个深刻的变革过程，就其规模和影响范围而言，这是工业革命以来最重要的变革。本报告从三个领域清楚地说明了这些转型，并特别关注了每个领域当前和未来为在华欧洲企业提供的商机：

- 氢能，一种新兴的、前景广阔的新能源，很可能在未来私人 and 工业消费者的能源供应中占据重要地位。
- 碳捕集、利用与封存（CCUS），这是一项复苏的技术，目前在多个工业领域重新受到青睐。
- 液化天然气（LNG），一种成熟的天然气能源形式，正在发展成为一个成熟和全球化的市场。

氢能和 CCUS 本身并不是新技术。几十年前，这两种技术的起步进展都不顺利，而且遵循了一种众所周知的模式：最初期望过高，随后幻想破灭。

本报告认为，这两项技术目前都在欧洲和中国的能源领域迅速扎根。

虽然欧洲率先制定了氢能和 CCUS 战略，但本报告显示，中国正在迅速迎头赶上，并可能已在价值链的某些环节占据领先地位，特别是在中国具有传统优势的制造和升级（如氢生产）环节。

然而，由于这两项技术（或一组集成技术）的产业化进程刚刚起步，相关的市场规模仍然有限，其经济生态仍然不够稳定且相对脆弱。为了实现增长，需要政府在政策制定和融资方面给予大力支持。当务之急是使这些产业能够蓬勃发展，并在抵消排放密集型的工业和运输方面发挥应有的作用，从而帮助欧盟和中国实现各自的气候目标。

这其中至关重要的一点是要为所有市场参与者，包括国际和中国的参与者，提供一个公平的竞争环境。为此，中国需要进一步加强知识产权保护，消除国家和地方各级的市场壁垒。就欧盟而言，也需要确保自己的知识产权保护对欧盟国家和非欧盟国家同样公平，并且不会对拥有更有效技术的外国节能创新者设置障碍。

这些都是中欧开展大规模合作的必要条件。

一些明确的合作领域有助于加快氢能和 CCUS 在全球能源系统中的地位，其中包括制定政策、法规和标准，以及统一的认证程序。

市场协调的问题则相对复杂，需要在一定程度上统一法规和市场条件。从长远来看，中欧双方一个需要合作的领域是碳价：碳的价格及其相关税收机制将直接或间接地推动氢能和 CCUS 的应用。

就氢能而言，虽然相当多的企业已经开始利用这种新能源可能带来的商机，但大多数企业都对潜在的需求规模以及真正的增长速度持怀疑态度。因此，政府的支持对于刺激需求非常重要，可能会影响这些企业商业计划的质量和可持续性以及吸引投资的能力。不过，这种国家干预必须在不造成不必要的产能过剩和过度补贴的情况下进行。

液化天然气行业正在蓬勃发展，中外企业之间已经建立了重要联系。通过向新的参与者开放中国天然气市场，这种联系可以得到进一步发展和巩固，使中国天然气行业能够受益于拥有相关有用知识的天然气市场参与者的经验和专长。

## 附录

### 图片目录

图 1.1: 天然气价格假设 — 远期曲线显示中短期价格高于历史平均水平 .....	1
图 1.2: 2021-23 年欧洲储气量及 2015-20 年最低和最高储气量.....	2
图 2.1: 中国氢能产业中长期发展规划 .....	9
图 2.2: 2022 年至 2023 年 6 月底国家各部委发布的氢能相关政策数量.....	10
图 2.3: 2022 年至 2023 年 6 月中国各省氢能专项政策发布情况.....	11
图 2.4: 2022 年至 2023 年 6 月发布的地方政府氢能专项政策.....	12
图 2.5: 2018 年至 2023 年 6 月中国电解槽需求规模.....	13
图 2.6: 截至 2023 年 6 月国内加氢站建成数量 .....	14
图 2.7: 2020 年至 2023 年上半年中国燃料电池汽车的销量.....	14
图 2.8: 2023 年上半年中国燃料电池汽车销量.....	15
图 2.9: 2019-2023 年中国燃料电池固定式发电装机容量.....	17
图 2.10: 欧洲氢能骨干网络 (EHB) .....	20
图 3.1: 中国发布的国家层面 CCUS 相关政策数量.....	24
图 3.2: CCUS 为中国解锁的关键价值 .....	25
图 3.3: 中国各行业 CCUS 减排需求.....	28
图 3.4: 中国理论地质封存容量 .....	29
图 3.5: 国内外 CCUS 各环节技术发展情况.....	30
图 3.6: 中国 CCUS 示范项目分布.....	32
图 3.7: 中国 CCUS 示范项目 (部分) 的行业分布.....	33
图 3.8: 中国 CCUS 示范项目的行业分布.....	33
图 3.9: 中国 CCUS 利用与封存示范项目分布.....	34
图 3.10: 中国正在运行的 CCUS 示范项目的成本.....	34
图 3.11: CCUS 和其他低碳技术的边际减排成本对比 .....	35


表格目录

表 2.1：国家发改委发布的氢能相关代表性政策 ..... 11

表 2.2：中国 GW 级电解槽产能建设情况..... 16

 86-1065876175

 [info@ececpc.eu](mailto:info@ececpc.eu)

 中华人民共和国，北京市朝阳区建国门外大街 2 号，  
银泰中心 C 座 31 层，3123 & 3125，100022

 [www.ececpc.eu](http://www.ececpc.eu)



中欧能源合作平台由欧盟资助