



# 中国氢储运中长期布局图景和技术展望





## 关于落基山研究所(RMI)

落基山研究所(Rocky Mountain Institute, RMI)是一家于1982年创立的专业、独立、以市场为导向的智库，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。落基山研究所着重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、纽约市及华盛顿特区和尼日利亚设有办事处。

# 作者与鸣谢

## 作者

李婷  
谭光瑀  
王喆  
张博雅

作者姓名按姓氏首字母顺序排列。  
除非另有说明，所有作者均来自落基山研究所。

## 联系方式

王喆, [zwang@rmi.org](mailto:zwang@rmi.org)

## 引用建议

李婷, 谭光瑀, 王喆, 张博雅, 中国氢储运中长期布局图景和技术展望, 落基山研究所, 2024, <https://rmi.org.cn/insights/long-term-outlook-on-hydrogen-storage-and-transportation-landscape-and-technology-evolution-in-china/>

落基山研究所重视合作, 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。

## 鸣谢

特别感谢儿童投资基金会对本报告的支持。

# 目录

执行摘要	5
1. 氢储运发展背景	7
2. 中远期氢储运需求规模分析	8
2.1 氢能供需规模预测	8
2.1.1 全国氢能供需规模	8
2.1.2 分省氢能供需规模预测	10
2.2 运输场景及规模预测	12
2.3 存储场景及规模预测	13
3. 氢储运技术比较分析	14
3.1 运氢技术对比	14
3.1.1 技术特性和适用场景	14
3.1.2 技术经济性	15
3.2 储氢技术对比	17
3.2.1 技术特性和适用场景	17
3.2.2 技术经济性	18
4. 综合场景需求、技术特性和成本经济性的中远期储运氢模式	20
4.1 大规模储运管网模式	20
4.2 具体应用场景氢储运方案	21
4.2.1 工业园区储运氢方案	22
4.2.2 交通加氢站储运氢方案	23
5. 政策及产业发展建议	24
参考文献	25

# 执行摘要

在2060年碳中和情景下，氢能作为我国未来的低碳能源体系中的重要组成部分，其需求规模预计将成倍增长，绿氢比例也将大幅提高。我国绿氢产业正处于快速发展初期，供需在时间和空间尺度上均存在一定程度的错配，氢储运环节成为突破产业瓶颈的关键。当前，氢储运技术仍处于起步阶段，产业的发展潜力、未来规模以及技术发展路线是政策方、投资方和企业方所关心的核心，对于促进和加强氢储运技术的政策指引和行业布局十分关键。

本报告从储运规模和技术经济性两个角度出发，基于对远期氢能产业规模的预测，确定氢能运输和存储场景，计算各场景的氢能储运需求规模，从而尝试展望我国2060年氢能储运的整体格局，结合当前市场主流氢能储运技术的发展现状及趋势，预测了2060年各类技术的适用场景及成本效益，并提出了推动氢能储运产业发展的相关建议。

预计我国氢能总需求将从当前的3500万吨/年增长至2060年的9000万吨/年，年氢能运输需求7250-7600万吨，年储氢需求4050-4150万吨。短距离运氢、短时储氢是最为主要的储运氢场景，仅有少部分用氢需求需要通过长距离运输、长时存储来满足，其规模的大小取决于未来产业布局。与当前百万吨级别的储运体量相比，远期氢能储运需求将大幅扩大，储运市场在整体氢能市场中的占比也将大幅提升，具有极大发展潜力。

作为未来的关键能源之一，氢能资源分布将在一定程度上决定未来产业布局，进而影响储运格局。为更准确地了解资源分布对储运格局影响的不同程度，我们设置了工业无搬迁、大规模搬迁两种情景，分别对应产业格局不发生变化、产业格局以绿氢资源为核心考虑因素重新布局两种假设，进行了模型量化分析。结果表明，工业无搬迁情景下，有1540万吨氢能需要跨省长距离运输以缓解供需错配，占总氢能规模的17%；工业大规模搬迁情景下，各省氢资源可基本满足本省用氢需求，无需跨省长距离运氢，但工业搬迁至可再生资源丰富地区，则受到季节性波动影响增大，相应产生100万吨以上长时储氢需求。在实际产业发展过程中，产业搬迁方向、规模还会受到政策引导、供应链配套、需求侧等多方面因素影响，最终形成氢储运整体格局。

从不同储运需求类型的技术选择上看，短距和长距运氢、短时和长时储氢均适用不同技术路线：

- **运氢：**在短距离运氢中，除氢衍生品转化运输（仅单次转化）外，管道和输电经济性较强，但前期投入较大；前期投入较小、更灵活的运输方式还可考虑气氢和液氢运输，相比液氢，气氢长管拖车在200km运距以下更具优势。在长距离运氢中，氢衍生品转化运输（仅单次转化）经济性最佳；此外管道和输电也为适用方案，经济性接近，输电成本介于不同管径大小管道成本之间。
- **储氢：**在短周期（周以内）储氢中，气罐储氢为常见选择，以制氢侧、公路交通和工业为代表性需求的使用场景中，气氢储罐储氢成本随着储氢压力增加而增加。在长周期（月以上）储氢中，以电力为代表性需求的使用场景（亦有少量交通和工业需求）中，地质储氢为主要的储氢技术选择，岩洞成本最低，盐穴最高，枯竭油气田居中。

在应用场景中，氢储运环节紧密联系、互相影响，需要用全面系统的视角对比和形成不同的组合方案。从宏观视角看，大规模氢储运管网的建设可以最大程度实现跨区域和周期的氢资源互补，提高氢能供应的稳定性、安全性，并降低整体储运环节成本。从微观视角看，以工业、交通等为代表的具体储运氢应用场景中，一般而言存在不同的可选氢储运方案，需要结合项目实际情况，因地制宜做出最佳选择。

为了推动氢能储运体系布局，引导产业良性发展，助力技术研发突破，报告提出了以下政策及产业发展建议：

- 持续研究全球和国内的氢产业技术进展、市场需求和政策趋势，定期评估氢能产业链各环节的发展状况与整合程度，研判产业发展方向，提早布局发展资源；
- 根据区域资源禀赋和工业需求，进一步科学规划工业产业的总体布局，引导氢能产业分布格局的逐步形成，并支持因地制宜规划建设氢能管网等大型基础设施；
- 重视支持氢能储运主流技术路线中的关键技术环节的研发，提升重要材料和零部件的国产化水平，推动技术的部署成本持续优化，并推动储运示范项目落地；
- 在氢储运产业规划和研判中需注重与上游制氢端和下游用氢端的充分协同，避免产能投资不足或者过剩，并基于行业的新动态与新需求对规划与实施进行提升。



# 1. 氢储运发展背景

在能源转型与“双碳”目标的引领下，我国正在加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系，促进能源高质量发展和经济社会发展全面绿色转型。在我国未来的低碳能源体系中，氢作为一种用途广泛的二次能源，将在化工、钢铁、交通、电力等众多行业的深度减排中发挥关键作用。根据预测，到2060年，我国氢需求量将在当前3500万吨/年的基础上增长2-3倍，达到近亿吨/年，在整体能源体系中的占比达到15-20%。氢能供应将采用低碳清洁的技术路径，其中，通过可再生电力电解水制取的绿氢可以实现近零排放，是远期最主要的氢能来源，占比达到总量的70%以上。<sup>1</sup>

到2060年，随着氢产业的扩大化和低碳化，受到可再生资源的时空分布特征影响逐渐加深，空间、时间尺度的双重错配将成为影响产业发展的核心问题。在空间上，随着绿氢规模与比例的提升，供给侧将逐渐向可再生资源丰富的西北地区集中，然而主要氢能需求却集中在东南经济发达地区的工业、交通等领域，形成了“西北制氢、东南用氢”的空间错配格局。在时间上，绿氢生产受到可再生资源不稳定性的影响，短期内具备间歇性、波动性，长期存在季节性的差异，难以满足需求侧对于氢能长期稳定供应的需求，导致时间错配问题。为解决时空错配问题，发展氢能的存储与运输环节至关重要。氢能运输、存储环节分别在空间、时间上连接了供给侧与需求侧，通过储运设施的大规模建设、高效运营，可以为解决时空错配问题提供重要的调节与缓冲空间。建立安全、高效、经济的储运体系对氢产业的整合发展具有直接且深远的影响。

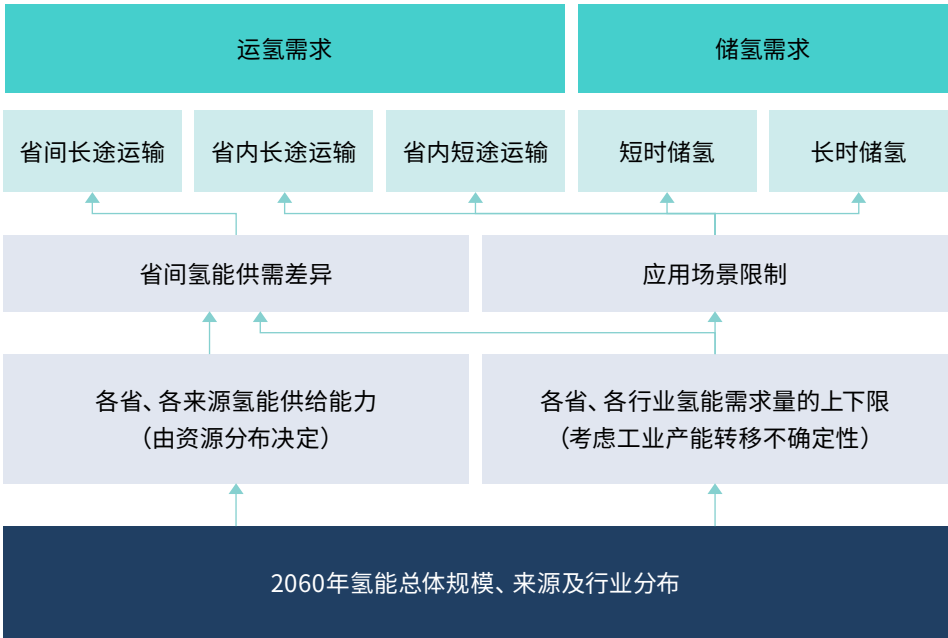
然而在当前，氢储运体系仍处于发展初期，距离2060年的需求规模还具有较大差距。首先，我国氢能储运的未来格局与布局方式尚不明确。由于氢能产业转型刚刚起步，未来的发展时间长、影响因素多，氢能储运的整体格局仍然存在较大不确定性，目前尚未具有对于远期氢能储运规模及场景的全面预测，导致储运产业发展缺乏远期目标指导。其次，当前氢能产业链对于储运环节的需求相对较少。目前氢的主要来源仍是灵活性高的化石能源，可以即用即生产，就近消纳，储运需求低。尽管绿氢产业链各环节已开始规模化，但整体体量仍然较小，绿氢制取-储运-利用的产业链条也尚未完全打通，商业模式尚未建立。最后，氢能储运技术成熟度低，成本较高，仍不具备大规模商业化条件。受到氢气的物理化学特性影响，氢能储运技术研发难度高。氢气密度低、重量轻、液化温度低，气态运输需要大规模提高密度增加储运效率，液态运输也面临液化过程耗能高、储运环节易蒸发损失等问题。此外，氢能原子半径小易逃逸，性质活跃易爆炸、易与金属反应，对于储氢容器的材料要求很高。多种具有潜力的储运技术仍处于市场化初期，目前尚未出现完全成熟、经济性优的规模化储运氢技术。

为解决以上问题，我们开展了储运中长期布局图景与技术研究，明确了碳中和情景下氢储运的总体规模和需求，讨论了储运技术的适用场景及经济性，希望可以通过对远期储运需求的合理评估，为储运行业的规划布局提供有效参考，为政策制定和投资选择提供科学依据，从而支持氢能产业链的高效、可持续发展。

## 2. 中远期氢储运需求规模分析

为预测氢能储运的核心规模和场景，我们首先预测了碳中和情景下全国氢能供需规模，细化得出分省、分行业的氢能供给及需求规模，然后基于供需的空间、行业分布分析得出省际地理错配格局及应用场景限制（如图表1所示）。为排除产业发展不确定性的影响，我们基于工业产能是否向自然禀赋优越、氢资源富集的地区转移设置了两个情景，分别代表氢能地理错配程度最高和最低的情况，并对比了两种情景下的储运场景与规模差异。

图表 1 储运需求预测方法



### 2.1 氢能供需规模预测

#### 2.1.1 全国氢能供需规模

氢能储运规模取决于氢能产业的整体规模及其分布格局。因此，我们首先以《中国2030年“可再生氢100”发展路线图》报告为基础，按行业和部门细化估算了2060年我国氢能供需规模。基于需求拉动供给的产业发展规律，我们首先确定了碳中和情景下各行业需氢技术种类及规模。具体而言，我们以各行业现有产能为基础，结合社会经济发展趋势和零碳转型要求，预测了2060年的需氢行业规模，结合氢能相关技术在全部产品生产技术中的渗透率，预测了2060年各行业氢能需求总规模。其中，航空、船运行业仅包括直接应用氢能的技术路线。对于使用甲醇、合成氨等氢基燃料的技术路线，其氢能需求量归入对应工业部门统计。具体需氢行业及估算方式如图表2所示。



图表 2 氢能需求行业及需求量估算方式

工业	钢铁	随着我国工业化发展进入新阶段，钢铁需求量稳步下降，循环利用率大幅提升。到2060年，初级钢生产需求将下降至3亿吨以下，氢气直接还原铁技术成为最主要的初级钢生产技术。 <sup>2</sup>
	炼化	随着经济发展，炼化产品需求将持续扩大，逐渐趋于稳定。氢能作为炼化产业重要原料，需求量也将随之扩大。 <sup>3</sup>
	合成氨	合成氨需求量总体先减后增，近期，随着化肥效率提升，农业用氨需求逐步降低；中远期，燃料需求成为合成氨的快速增长点。作为合成氨原料，氢气供给量随之波动。 <sup>4</sup>
	甲醇	甲醇需求量总体先增后减。长期传统下游需求稳中有降，降幅逐步增大。甲醇制乙烯和甲醇燃料需求长期驱动甲醇需求增长，但潜力有限。氢气合成是甲醇生产最主要的技术路线，供给量随之波动。 <sup>5</sup>
	水泥	城镇化与基建放缓将导致水泥需求不断下降，逐步趋于稳定。燃料替代是水泥减碳的关键方式，可选燃料包括生物质、市政垃圾、氢能、电力等，受成本限制氢能技术渗透率相对较低。 <sup>6</sup>
交通	重型道路交通	预计道路货运量在近期随经济发展增加，在远期因增长趋势放缓和铁路运输替代而下降，导致重型货车保有量先增后降 <sup>7</sup> 。到2060年氢燃料电池重卡将成为重型道路交通的关键技术选择，全国氢能重卡拥有量超过500万辆。
	轻型道路交通	轻型道路交通以乘用车为主，预计其保有量在短期内受经济增长带动持续增加，长期由于交通智能化，效率提升，保有量下降 <sup>8</sup> 。乘用车电气化将是最主要的技术路线，氢燃料电池汽车作为其补充，全国保有量约400万辆。
	航运	航运能源消费量将先增后降，可通过氢、氢基燃料、生物质燃料、电力等多种替代能源实现减排，受能量密度限制，氢能在其中渗透率较低。 <sup>9</sup>
	航空	未来航空需求将不断提升，可通过氢、氢基燃料、生物质燃料等多种替代能源实现减排，受能量密度限制，氢能在其中渗透率较低。 <sup>10</sup>
电力	季节性调峰	根据可再生资源分布预测了2060年发电、用电曲线的季节性差异。氢能作为电力季节性调峰的主要技术之一，渗透率较高。

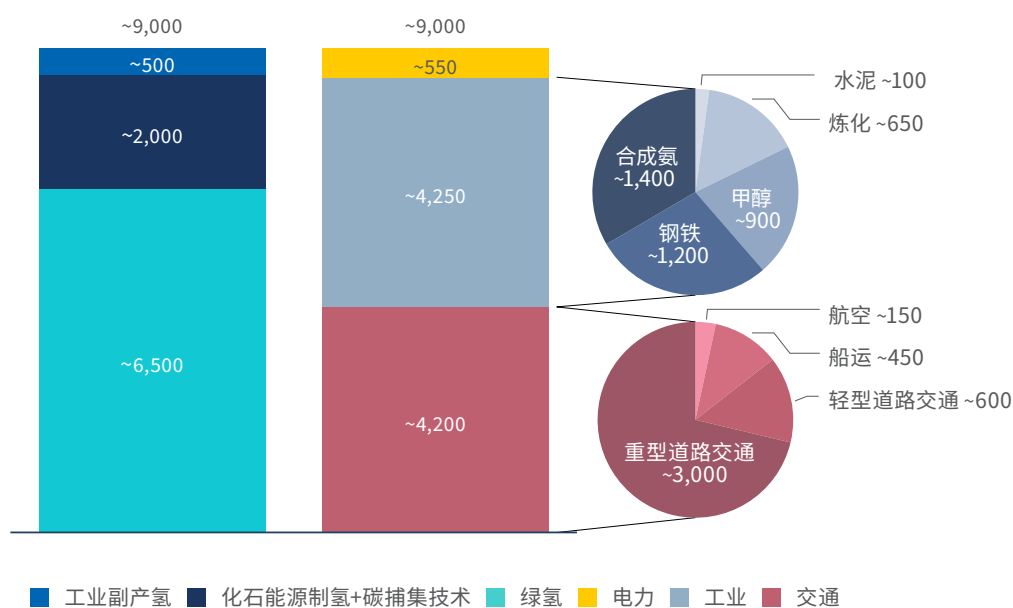
在确定氢能需求总规模后，我们预测了可满足这一需求的零或近零排放氢能供给技术路线及规模。远期氢能供给来源及估算方式如图表3所示。

图表 3 氢能供给来源及供给量估算方式

可再生电力电解水制氢	基于可再生资源资源的分布条件，假设最多利用可再生资源发电量的20%用于制氢。
工业副产氢	随着工业生产路线的转型，工业副产氢的规模将逐步缩小。根据产业发展趋势，预测至2060年仍有少量工业副产氢来源于烯烃裂解、氯碱与焦炉煤气。
化石能源制氢加碳捕集	除绿氢和工业副产氢外，剩余氢能需求仍有部分缺口，不得不采用化石能源制氢的方式予以满足。为确保氢能的零排放，需要为化石能源制氢设备加装碳捕集措施，并在后续将捕集的碳固定或封存。

根据以上方法估算得出的2060年氢能来源和需求预测如图表4所示。全国总用氢需求约为9000万吨，其中以工业、交通需求为主，占比分别约为总需求的47%，其余还有少量电力季节性调峰的用氢需求<sup>11</sup>。工业部门中约72%的用氢需求来自化工行业，主要是作为重要的化工原料参与合成氨、甲醇、炼化等化学品的生产，约28%的需求来自于采用氢冶金技术路线的钢铁生产。交通部门中最主要的用氢需求来自于使用燃料电池汽车的道路交通，其中超过70%为重型道路交通，其主要应用场景为使用氢能重卡进行货物运输，还有约14%为轻型道路交通，主要应用场景为氢燃料电池小客车，其余少量需求来自以氢能作为燃料的航空<sup>12</sup>与航运<sup>13</sup>技术路线。为满足用氢需求，70%以上的氢能来自于可再生电力电解水制氢，这一比例是受到自然资源禀赋与保障全社会用电需求的限制。此外约20%的氢能需求无法通过可再生能源满足，需通过化石能源制氢，并附加CCUS设施保障氢能的近零排放，还有少量氢能来源于工业副产氢。

图表 4 2060年全国氢能供需规模预测（万吨）



2.1.2 分省氢能供需规模预测

为进一步明确氢能的地理、行业分布格局，我们基于全国供需规模预测，进一步细化得到各省氢能供给来源规模、需求行业规模。拆解方式如图表5所示。其中，产业转移作为影响产业分布的重要因素，在很大程度上决定了氢能需求的地理分布。然而，影响产业转移的因素非常多样，难以准确评估和预测。因此，本研究首先考虑了无产业转移的基准情景，预测按照当前产业格局发展的氢能需求分布与供给侧的地理错配。除此以外，本研究还设置了产业转移受绿氢吸引力最大化的极限情景，即认为需氢产业将以绿氢产地为核心大规模搬迁，考察其能在多大程度上缓解供需错配。

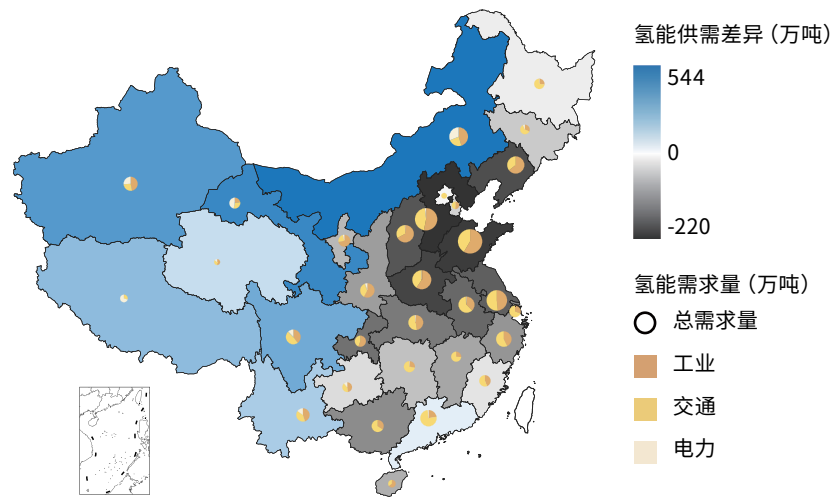
图表 5 分省氢能供需规模预测方法

供给侧	可再生氢	各省的氢能供给能力受到其可再生资源量限制，空间分布较为确定。假设各省最多利用可再生能源发电量的20%用于制氢。
	其他来源氢气	灵活性较高，根据利用可再生氢后剩余的氢能需求缺口分配到各省。
需求侧	交通、电力行业	氢能需求分布受到基础设施和经济活动的制约，空间分布较为确定。
	工业行业	工业行业分布受到原料来源、产业链集群分布、需求分布等多种因素影响。氢能替代化石能源利用后，需氢工业不再受到化石能源分布制约，可能向氢能资源更丰富的地区迁移，但影响程度与形式存在不确定性。为覆盖更多可能性，研究通过调整工业需氢规模的省间分布设置了无搬迁、大规模搬迁两个情景。需注意的是，两个情景仅反映工业搬迁对氢能跨省运输需求影响的上下限，不反映对于未来工业搬迁方式的实际预测。

工业无搬迁情景

在这一情景下，忽略了影响工业转移的众多因素，假设需氢工业不发生规模性、趋势性的转移，而是仍按照当前产业格局分布。工业无搬迁情景下，2060年各省氢能供需差异及分行业需求量如图表6所示。这一情景中，绿氢供给分布取决于资源条件，氢能需求取决于当前产业分布布局，二者不可协调，导致省间供需地理错配，因此产生了跨省运输需求。我国氢能地理错配存在明显的东西部差异，西部供给多于需求，东部需求多于供给，需要大规模西氢东送以实现各省的供需平衡。跨省运输总量为约1540万吨/年，占总氢能规模的17%。

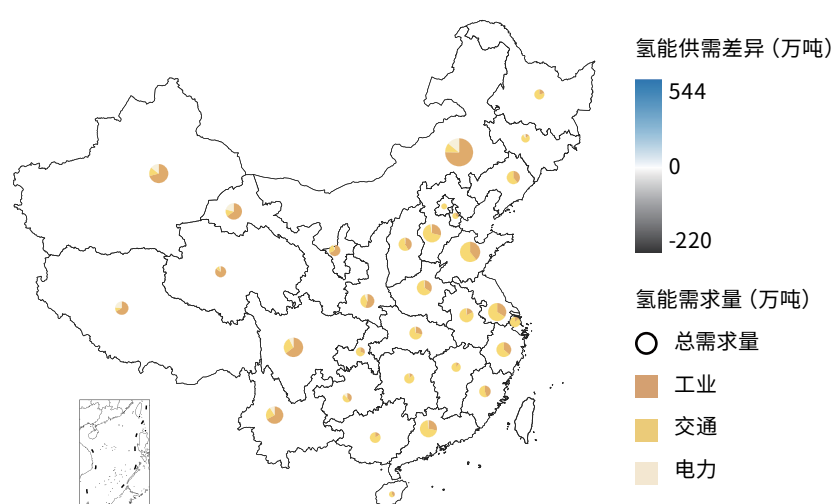
图表 6 2060年各省氢能供需差异及分行业需求量（无搬迁情景）



工业大规模搬迁情景

在这一情景下，优先考虑可再生资源富集程度与成本、区域经济协调发展等因素对工业转移的影响，假设需氢工业以绿氢资源为核心的考虑要素大规模搬迁，自发缓解供需地理错配问题。工业大规模搬迁情景下，2060年各省氢能供需差异及分行业需求量如图表7所示。这一情景中，由于需氢工业大规模向西北地区转移，氢能整体需求量不再呈现西北低、东南高的特征。地区间产生氢能主要需求行业差异，工业用氢需求主要集中于西部，交通用氢需求集中于东部。在这样的分布下，西部生产的氢能可以在本省被需氢工业消纳，东部制氢能力也可以满足其以交通为主的省内需求，不再需要跨省运输。但各省内部仍存在供给和用氢需求的错配，需要通过省内运输解决。

图表 7 2060年各省氢能供需差异及分行业需求量（大规模搬迁情景）



## 2.2 运输场景及规模预测

为缓解氢能在供给侧与需求侧的地理错配，需要通过多种形态、多种介质将氢能或其转化前后的能量从供给侧运输至需求侧，其中既包含输电后在需求侧制氢的方式，也包含将氢能通过气态、液化、固态氢化物等形式运输的方式，还包括将氢能转化为甲醇、合成氨等衍生物后运输的方式。为便于比较，统一按照需要运输的氢能质量作为运输规模单位。

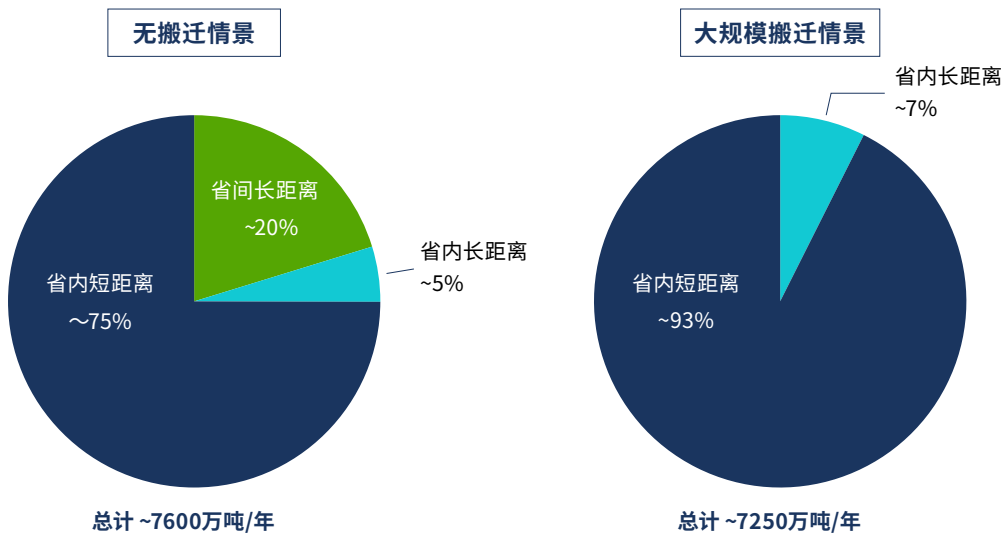
考虑到主流的道路运输方式每日运输的极限距离为600公里，我们以此距离为界，将氢能运输需求划分为短距离和长距离两种场景，其中，长距离运氢场景有省间长距离运输、省内长距离运输两种情况。图表8展示了运输场景的划分方式和影响各运输场景规模的主要因素。

图表 8 运输场景划分及规模影响因素

长距离运氢 (600公里以上)	省间长距离:省间供需错配产生的跨省运氢需求。	省间运输规模取决于省间供需错配量。
	省内长距离:对于新疆、内蒙古等面积较大的省份,还需通过省内长距离运氢来连接省内的产氢地和用氢地。	省内运输规模受到用氢行业特性的影响: <ul style="list-style-type: none"><li>交通:交通行业的主要氢能利用设施为加氢站,常分布于道路两侧等狭小空间,通常难以就地制氢,高度依赖运输。由于下游可接受氢价较高,对运氢环节的成本更加宽容,可以接受更高比例的长距离运氢。</li><li>工业:大部分用氢工业以集群形式分布在工业园区内,在部分地区具有就地制氢条件无需运输,其余部分依赖运输。受到下游可接受的氢能成本限制,仅可接受一定比例的长距离运氢。</li><li>电力:可在站内完成“电-氢-电”转换,发挥季节性调峰作用,几乎不需要运输。</li></ul>
短距离运氢 (600公里以下)	省内短距离:在省内通过较短的运输距离来满足氢能需求,适用于全部省份。	

计算得到不同情景下的氢能运输需求如图9所示。碳中和情景下，年氢能运输需求为7250-7600万吨，占氢能总规模的八成以上。在两种情景下，短距离运氢都是主要的运氢场景，大部分用氢需求都可通过省内短距运氢或者就地满足，仅有小部分无法就近调剂，需要长距离运输。在工业无搬迁情景下，约五分之一的氢气需要通过长距离跨省运输。

图表 9 氢能运输需求



## 2.3 存储场景及规模预测

为缓解氢能在供给侧与需求侧的时间错配，可以通过多种形态、多种介质将氢能或其转化前后的能量储存起来，在需要时再转化为氢能或直接使用。其中既包含在制氢前通过储能平滑可再生能源波动性的方式，也包括在制氢后或用氢节点将氢能通过气态、液态、固态氢化物等形式存储的方式，还包括将氢能转化为合成氨、有机储氢物等衍生物后存储的方式。为便于比较，统一按照需要存储的氢能质量作为存储规模单位。

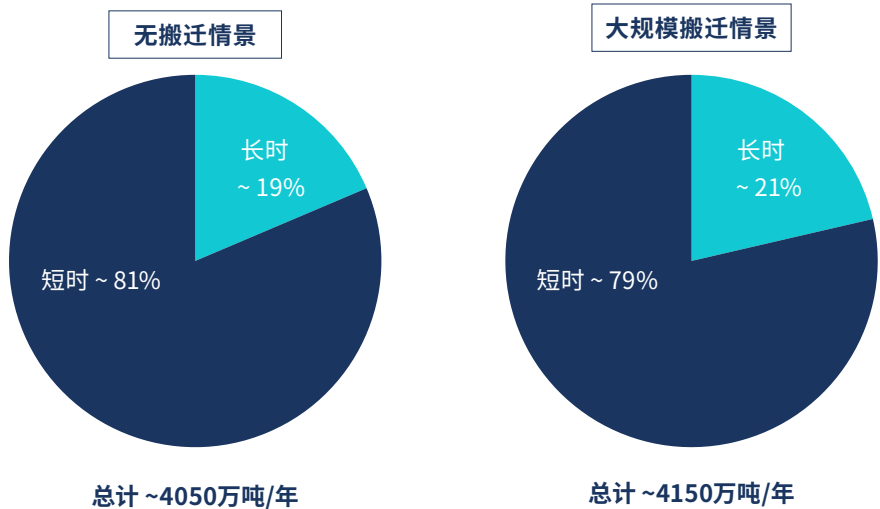
根据需求侧对于氢能存储的需求，我们将氢能的存储场景划分为短时存储和长时存储两类。短时存储主要覆盖周内至小时级的储氢需求，这类需求主要用于抚平在可再生能源制氢与运氢等环节产生的短时波动，保障对于下游的连续稳定供应。长时存储主要覆盖月度及以上的储氢需求，这类需求用于调节可再生能源的季节性波动，保障在可再生资源紧缺月份的氢能稳定供应，此外还有少量的安全储备需求。图表10展示了影响各存储场景规模的主要因素。

图表 10 存储场景划分及规模影响因素

短时储氢	短时储氢需求规模主要取决于其在生产链上的环节与下游企业的需求：
	<ul style="list-style-type: none"><li>制氢侧：由于可再生能源具有随机性、波动性，制氢侧配备短时储氢以抚平制氢效率的日内、日间差异。</li><li>道路交通：由于车辆加氢需求量存在随机性，在加氢站内配备短时储氢设施以保障短期的足量供给。</li><li>工业：由于工业用氢具有较高的连续稳定供应需求，配备短时储氢以抚平上游制氢或运氢环节的波动性。</li></ul> <p>为避免重复计算制氢侧与需求侧的储氢需求，若氢能就地制取利用，则仅计算其制氢侧储氢需求，认为需求侧不需要再次储氢；若氢能需要异地运输，则同时计算制氢侧、用氢侧的储氢需求，以缓解运氢环节带来的波动。</p>
长时储氢	长时储氢需求主要来源于可再生能源的季节性差异，例如风电出力高峰为春、冬两季，光伏出力高峰为夏、秋两季，水利发电存在夏季丰水期、冬季枯水期等。由于各省的资源禀赋不同，其发电曲线的季节性特征也存在差别。按照各省典型的年度发力曲线计算得出该省份的长时储氢需求，加总得到全国的长时储氢需求。

计算得到不同情景下的氢能存储需求如图表11所示，年储氢总量四千余吨，接近氢能总规模的一半。在两种情景下，短时储氢都是主要的储氢场景，占比约八成，需求大部分来源于制氢侧，还有部分来自交通和工业用氢场景。长时储氢量约占总储氢量的20%，主要用于电力行业，还有少量用于工业、交通领域。与无搬迁情景相比，工业大规模搬迁情景下工业更多分布于可再生资源丰富的地区，更多受到季节性波动问题影响，因此长时储氢需求更高。

图表 11 氢能存储需求





## 3. 氢储运技术比较分析

在明确了未来氢能储运的需求和总体布局的基础上，系统性分析各类储运技术的特点、适用性和成本经济性有助于不同利益相关方进行技术路线的规划布局 and 选择，因此，我们梳理了不同氢储运技术路线的主要特点，并分析得出其占优势的使用场景。同时，我们依据各技术的当前成本水平和未来降本空间，并结合其发展现状和趋势等影响因素和假设，分析了不同氢储运技术路线的未来的成本经济性。希望通过呈现以上更多维度的技术对比，为读者理解不同的氢储运技术在实际使用场景中的优劣势提供一个更综合的视角。








各技术路线对比主要在于技术经济性，这也是技术成熟度和规模化水平等综合要素的反映。由于当前我国氢气生产大多为就地消纳，全部储运体量应在百万吨级别上下，少量的氢储运也主要以气氢长管拖车和短线管道输送等相对成熟的技术运行。大多数的下文提及的氢能储运技术暂时并未得到大规模应用，现有小部分使用场景也相对高端化（如航天航空用液氢）或者仍处于实验示范发展阶段。因此，本研究中技术经济性对比部分是以当前各技术路线发展情况和理论降本空间进行合理外推，对2060年碳中和情景下各氢能储运技术路线成本水平的预测。

### 3.1 运氢技术对比

#### 3.1.1 技术特性和适用场景

站在供氢或用氢企业的角度，我们尽可能将能够实现或者等同于实现氢能跨区域运输的所有可选技术都进行罗列<sup>14</sup>。如图表12，我们按照当前技术成熟度由高到低对不同技术进行从上到下排列。

图表 12 运氢技术路线比较

运氢技术	技术描述	适用规模	适用场景	技术成熟度
气氢运输	以高压气氢形态（20/30/50 MPa等）存入无缝钢瓶气瓶，并搭载于长管拖车运输	单车氢运输量在1吨以内	需求较灵活的短距离点到点运输场景	
液氢运输	将氢气降温至-253℃以下液化，存入低温液态储氢罐，并搭载在隔温的槽罐车/船舶运输	单车可容纳约4吨氢	适用于需求较灵活，且中长距离大规模运输场景	
合成氨/甲醇运输	将氢能合成转化为液氨/甲醇再搭载于液化气槽罐车进行运输，根据其终端用途决定是否需要将氨/甲醇转化回氢	单车可容纳5-6吨氢	适用于长距离运输，且终端场景可直接利用更佳	
输电制氢	将电力输送与在地制氢结合，以代替运氢，需进行包括为制氢所额外建设的特高压及输配电设施建设	与输氢管道可实现互相替代，规模基本相当	适用于电力设施建设难度低且用氢需求稳定、连续、大量且运输半径较长的场景	
管道输氢	将纯氢通过约200-1000mm管径的输氢管道进行运输，类似天然气管网运营模式，需进行干线、支线和节点控制设施建设	单条干线管道年度输氢量可达几十万到几百万吨级别	适用于工业集群和园区等用氢需求稳定、连续、大量且运输半径较长的场景	
其他有机液体运输	通过不饱和有机溶液（如芳香族化合物等）与氢气产生可逆反应从而实现储氢和放氢，并通过专用槽罐车进行运输	单车可容纳约5吨氢	适用于需求较灵活，且中长距离大规模运输场景	
固态氢化物运输	将氢与以镍、镁、钛、钒系等为代表的金属或合金反应形成固态氢化物，存于具备强换热性的储氢容器并搭载于专业固态储氢车辆运输	单车可容纳1-2吨氢（以镁基为例）	适用于需求较灵活，且中长距离大规模运输场景	



首先，气氢长管拖车和液氢槽车运输发展早且技术相对成熟，目前占全国市场份额约90%<sup>15</sup>。这两种技术都较为灵活，适用于点对点运输场景，且关键技术成熟，商业化节奏较快。未来气氢长管拖车运输的主要发展方向为设计生产压力更高且更安全的储氢气瓶，而国内液氢运输技术则主要还需提升单位能耗管理水平和关键零部件设计生产的自主性。

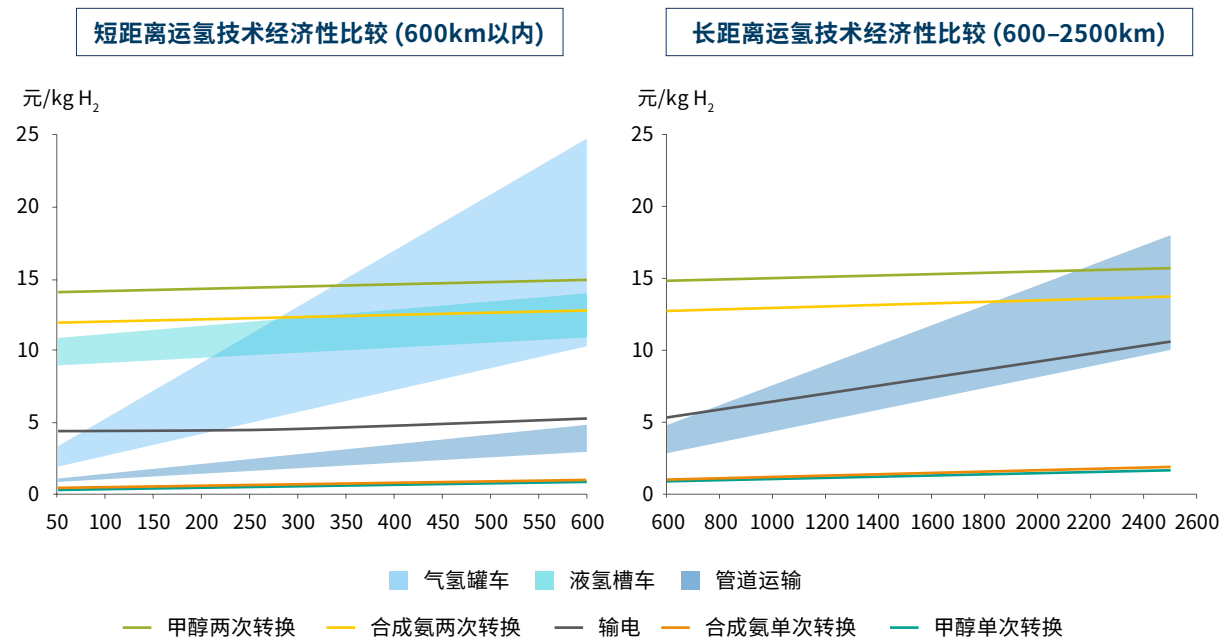
然后，输氢管道和输电制氢技术也具有很强的发展潜力。当前，管道输氢已有初步发展，在运行的管道已有百公里左右<sup>16</sup>，总体市场份额约为10%；而输电制氢技术虽然没有被计入运氢市场规模，但也已经广泛存在于实际绿氢生产项目中。这两类技术虽然前期建设成本高，但体量较大，稳定可靠，在超长距离的运氢场景中优势突出。随着输氢管道的氢气纯度和压力逐步提高，寻找气密性更好的管道材料和图层材料成为未来该技术路线的主要研究探索方向，而跨区域输电本身技术难度不高，但未来在电网可再生电力比例进一步提高、建设空间和供应能力趋于饱和的背景下，主要挑战可能来自路线规划、需求灵活性提升及与供电网络的合作模式探索等。

最后，还有一类技术是以运输储氢载体来同等实现氢能跨区域调配的效果。比如，以运输合成氨、甲醇、其他有机液态有机物或者固态氢合金为储氢载体的技术路线在物流运输行业（尤其是合成氨和甲醇）是普遍且成熟的，但由于终端需求产品为氢，因此可能涉及“氢-化合物-氢”两次转化。氢与甲醇和合成氨相互转化在化工行业已经属于成熟技术，因此对于这两类技术而言，主要未来需要解决的问题在于转化能耗的优化提升。而液体有机物和固态氢化物两种是新型载氢运输技术，这两类技术仍处于研发阶段，从转化能耗优化、储氢载体选择到加脱氢催化剂的成本管理等，都是需要持续关注和突破的问题。

### 3.1.2 技术经济性

为了更加直观地比较不同运氢技术路线的经济性，在图表13中我们分别将适用于600km以内和600–2500km两种运氢需求场景的各类技术进行了比较（成熟度最低的技术路线尚处于试验阶段，商业化路径不明确，难以进行技术经济性预测分析，暂未加入经济性比较分析）。

图表 13 运氢技术路线经济性对比



其中气氢罐车、液氢槽车和管道运输三种运输方式在图中的成本曲线体现为着色区域，主要是由于氢气瓶内气压、液氢工厂规模和输氢管道管径的大小不同对成本曲线有所影响，图中着色区域的上下边缘线分别对应着各自最小和最大的规格参数。

在600km以内的短距离运氢场景中，可选技术路线相对较多，除氢衍生品转化运输（终端用途有限制）外，相对重资产投入的管道和输电技术路线展现出较强的经济性，而相对轻资产投入的气氢和液氢运输也是可考虑的技术选择，在200km运距以内气氢相对液氢经济性更佳，而超过200km运距液氢的相对经济性就会提升，优于部分低压气氢运输的技术选择。具体而言，首先成本最低的两种运输方式分别为甲醇及合成氨的单次转化，氢在生产地转化为甲醇、合成氨等后运输至需求侧直接使用，由于甲醇和氨等液体运输成本较为低廉，该技术路线的成本主要来自“氢-氨/甲醇”的转化过程。该运输方式仅适用于交通、工业等下游直接使用甲醇和合成氨的场景，如果还需转化回氢再利用，考虑二次转化的成本及转化效率损耗，成本将陡然增加并超过其他运输方式。其次，管道运输和输电方案成本优势也很明显，虽然管道和输电方案前期投资巨大，但由于这两种技术路线运输体量大且寿命长，所以单位综合运输成本更低。最后，仅适用于短距离运输的气氢罐车和液氢槽车综合成本不算最优，但考虑到前期投入较低和灵活性较高的特点，也是短距离运氢场景中十分有竞争力的技术选择，且为当前的主要技术选择。在技术路线内部，气氢和液氢的运输成本则分别随着储气罐气压和液化工厂规模增加而下降。值得注意的是，由于相对气氢而言，液氢运输密度高、体量大，但需要在足够运距才能分摊较高的液化成本，在200km以上的距离，液氢运输成本更占优势，200公里以下，仍然是气氢的成本相对更低。

在600-2500km的长距离运氢场景中，可适用的技术选择较有限，氨醇等氢衍生品单次转化的运输经济性仍然最佳，输电制氢的成本与管道运输成本经济性重合度较高。具体而言，与短距离运输类似，将氢向甲醇和合成氨进行单次转化仍然是最经济的运输方式选择，但若涉及二次转化回氢再利用，成本将快速增加。不同的是，由于合成氨和甲醇的运输成本部分较低，在2000km以上的超长运距中，即使在消费侧需要将合成氨和甲醇转化回氢气，其总成本相对小管径管道输氢也具备一定的优势。另外，在管道运氢和输电制氢两种重资产投入技术的对比中，管道管径大小对管道输氢经济性影响较大，虽然总体而言输电制氢在超长距离的场景中边际成本增加幅度更慢，经济性胜过小管径管道输氢，但相比满负荷运行的1016mm管径管道输氢仍然更贵<sup>1</sup>。

---

<sup>1</sup> 由于该分析中的假设条件均为理想情况，实际项目建设中采用管道输氢或输电制氢的具体成本情况均不尽相同。

## 3.2 储氢技术对比

### 3.2.1 技术特性和适用场景

对于要求稳定供给的制氢或用氢企业而言，氢能的跨周期存储是需要解决的重要技术问题。氢能存储常常与运输一起讨论，尤其在很多移动式储运氢场景中储运是难以拆分的，如气氢和液氢的道路运输等，但这部分为了运输而配备的储氢成本我们在上一节运氢技术对比中已经包含讨论。在这一节我们将主要聚焦固定式储氢的应用场景中的相关技术，排除了运氢场景中储氢装置和氢能交通工具所搭载的小型移动储氢装置。

在储氢领域，我们同样尽可能将能够实现或者等同于实现氢能跨周期固定式存储的所有可选技术按照技术成熟度从高到低进行罗列，如图表14。

图表 14 固定式储氢技术路线比较

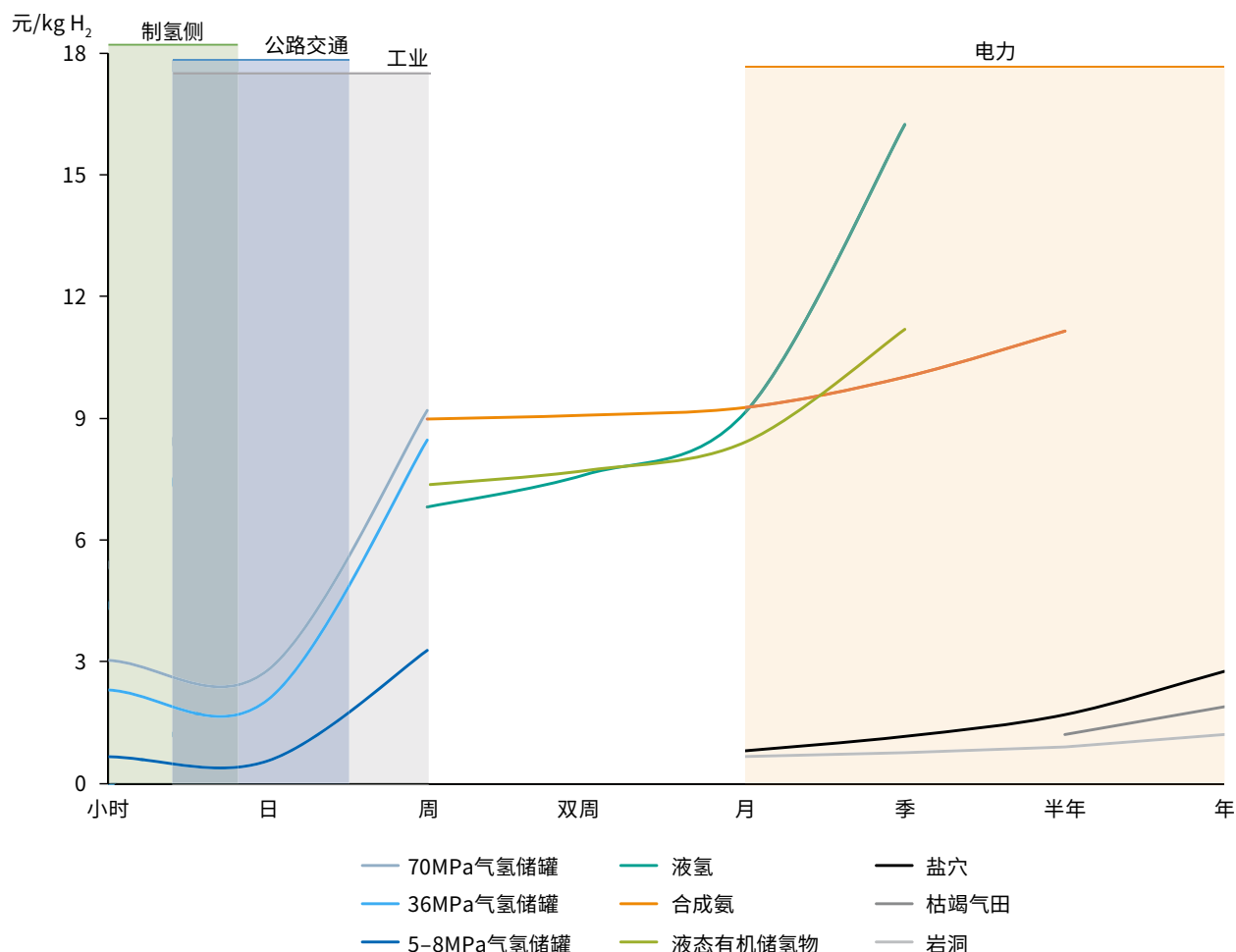
储氢技术	技术描述	适用规模	适用场景	技术成熟度
气氢储存	将氢气压缩至钢质储氢容器（如罐/瓶等）进行储存，根据用氢压力需求、技术水平、安全性要求、土地成本等因素可选择不同压力等级（5-70MPa）的储氢设施	单个容器最多可储氢约1吨	适用于终端用氢压力水平各异，氢气存取周期短、灵活性强的场景	
液氢储存	将液氢存入绝热性极高的专用容器（如小型瓶、圆柱储罐或大型球罐等）进行储存，依据容器体量大小选择真空夹层或者堆积绝热的方式保持容器内温度	单个容器最多可储氢约200吨	适用于用氢体量较大，且氢气存取周期短、灵活性强的场景	
合成氨储氢	将氢能合成转化为液氨，并利用储罐进行储存，一般容器设计压力为2MPa左右，温度保持在-33℃以下	单个容器最多可储氢上万吨	适用于大体量、长周期储存，且终端场景可直接利用更佳	
有机储氢物	有机液态储氢（LOHC）技术，借助不饱和液体有机物和氢气的可逆反应、加氢反应实现氢的储存，借助脱氢反应实现氢的释放，储氢有机液体可实现常温常压储存	单个容器最多可储氢约0.5万吨	适用于大体量、长周期储存，且终端场景可直接利用更佳	
地质储氢	将氢气存入由人工建造或者天然形成的地下地质构造中，如岩洞、盐穴或枯竭油气田等，存取过程均较慢，一般储存周期较长，在有需要时采出使用	单个地质结构储氢规模可达数千至数万吨	适用于大体量、长周期储存，且氢气存取灵活度要求较低的场景	
固态储氢	通过物理或化学方式使氢气与固态储氢罐内的储氢材料（金属合金和碳材料等）结合实现氢气的储存	单个容器最多可储氢约0.1吨	适用于储氢安全要求高，且终端场景有热力资源更佳	

总体而言，上述的各类储氢技术可以划分为气态、液态和固态储氢。首先，当前气态储氢为最普遍的储氢技术路线，包括地面储罐以及地质结构储氢等形式，其中高压储氢瓶/罐的技术当前应用最普遍，但是国内储氢容器设计制造的关键技术仍处于追赶突破期，国产的碳纤维、阀门等关键材料和零部件上与国际一流水平仍有差距；地质储氢则对于储氢地的地理条件有着较为严苛的要求，建设周期也较长，我国在解决多孔储层等地质结构的气体密封性等方面的研究经验还相对欠缺<sup>17</sup>。其次，液态储氢也有少量应用，液氢储存目前主要用于航天工程，成本高昂，距离民用或者一般工商用还有一定距离；以液态有机储氢物、合成氨等为载体的储氢手段也处于研究和示范阶段，此类储氢技术的难点在于氢与载氢物质互相转化反应过程的能耗控制和转化效率，因此为实现更优经济性，其主要突破方向在于催化剂选择和加脱氢反应控制等。最后，固态储氢也已经进入研究阶段，因为储氢密度高、安全性强、放氢纯度高等特点，在车载储氢场景中有独特优势。目前主要的技术攻坚方向包括加脱氢的反应过程中热管理、载氢材料的储氢率和循环性能以及反应过程控制系统等。<sup>18</sup>

### 3.2.2 技术经济性

为了更加直观地比较不同固定式储氢技术路线的经济性，在图表15中我们分别将适用于从数小时、日、周、月、季到年等不同储氢周期需求场景下的各类技术进行了比较（成熟度最低的技术路线尚处于试验阶段，商业化路径不明确，难以进行技术经济性预测分析，暂未加入经济性比较分析）。

**图表15** 不同储氢周期下固定式储氢技术选择与应用场景



从储氢需求的角度来看，目前行业的储氢需求普遍集中在“小时-日-周”和跨“月-季-年”这两类周期范围，其中制氢侧、道路交通和工业生产场景的储氢需求主要以“小时-日-周”这类短时周期为主，电力行业的储氢需求主要以跨“月-季-年”这类长时周期为主。

短时储氢主要用于解决氢能生产和需求在连续性上不匹配的问题，制氢侧、公路交通和工业都是第一类较短储氢周期的典型需求场景。制氢侧的需求主要源于绿氢生产所依赖的可再生电力资源的日内波动性，固定式储氢可用于储存高峰时段的多余产量作为缓冲，考虑外运氢能力制氢侧的储氢需求通常也不会超过一天。而公路交通的储氢需求更加明确，以加氢站为例，部署站内固定式储氢装置以应对非连续的氢气补给和需求都是最佳选择，而加氢站的氢气补给频次最多也不会超过数日。对于工业用氢部门，如钢铁、甲醇、合成氨等，本地部署固定式缓冲储氢装置对于企业的生产成本和安全管理都十分关键，因此工业企业可考虑留出更大容量和更长周期的储氢装置以应对氢气供给的风险。

而电力场景则是第二类长周期储氢的典型代表。作为为数不多适用于长时储能的技术，储氢（“电-氢-电”转化）在未来有望作为跨季长时储能手段，为电网提供更多灵活性。尤其在未来电网中可再生能源比例进一步提高的背景下，平衡可再生能源年内波动，以保障电网稳定运行将为跨季节长时储能提供巨大的市场空间。

对于“小时-日-周”级短时储氢而言，气氢储罐是最为常用的技术路线。目前，储罐的压力大小是影响其成本的最主要因素，通常压力越大，单位储氢成本越高<sup>ii</sup>。另一方面，理论上储氢设备使用频次越高，单次循环折旧摊销越小，综合成本也就越低，但由于储氢设备本身的寿命也是由储放循环次数决定的，过多的循环次数会导致设备提前报废，加大设备更新的成本，因此只有在设备平均每日循环次数达到1次左右时，单位储氢成本才能达到最低。<sup>iii</sup>

对于跨“月-季-年”级长周期储氢而言，液氢、液氨及其他液态有机储氢物以及地质储氢是较为适用的技术路线。液氢、液氨及其他液态有机储氢物这三种技术路线技术特性上略有差异，但成本都相对偏高，经济性较差，其中液氢的转化成本略低，但储存难度大、逸散速度快，因此储存成本较高，液态有机储氢物最易储存，性质最稳定，因此储存成本相对较低，但前期转化所需成本较高。地质储氢由于储氢规模大且通常会借助自然地理环境作为储氢设施，在经济性上优势较大，但由于地质储氢对于地理选址要求高且储放灵活性较差，可实现的难度相对较高。

---

ii 高压储罐前期购置成本也会更高且储氢安全隐患也会增加，对于不同场站而言，当地的强制安全要求和土地资源稀缺度等因素也将作为经济性以外的因素影响决策。

iii 根据目前主要用氢场景的储运需求分析，我们认为以“周-月”为周期的固定式储氢需求相对有限。

## 4. 综合场景需求、技术特性和成本经济性的中远期储运氢模式

在系统性分析了2060年碳中和情景下我国氢气储运总需求、不同场景的储运特点、各类技术特性和成本经济性的基础上，研究团队综合考虑各个因素，从国家整体输氢管网和储氢设施的规划布局、工业园区及企业氢能储运资源配置的角度分别进行了探讨。

### 4.1 大规模储运管网模式

如第二章结果所示，如果需氢工业不在未来发生产业迁移，仍按照当前布局发展，则需要大规模西氢东送以实现各省的供需平衡，跨省运输总量约1540万吨/年，长时储氢需求约750万吨/年。为满足如此大规模、长距离、长时间的氢能储运需求，建设全国性的储运管网是一个可选的典型模式。大规模储氢管网的主干线路连接氢能供需侧的重要节点和大规模储氢库，根据实时的生产数据调节氢在管道内的流速，从而保障供需平衡，解决时空错配问题。管网的支线还可以延伸连接至具体的制氢项目和用氢园区，同时满足短距离、短时的储运需求。通过全国性的大管网调节，可以最大程度规避局部的可再生资源波动，实现不同地区、不同时间的氢资源互补，提高氢能供应的稳定性、安全性。

相较于通过电网大规模输电后在需求侧就地制氢等模式，大规模储运管网模式在多个方面具有优势。在成本上，管网中大规模长距离运输的主干线路可以采用大管径的输氢管道，小规模短距离的支线则可选择更小的管径节约成本，根据3.1.2节的成本预测，在两种情况下管网模式的经济性都处于最优。另外，通过储运管网可以在氢能体系内部解决错配问题，避免给电网调节增加压力，减小电力系统的调节难度与风险，同时可以增加一种电力之外的能源远距离运输方式，提升能源安全。通过优化管网布局，还可以更好地衔接输氢管道与储氢库，形成规模效应，整体降低储运环节成本。

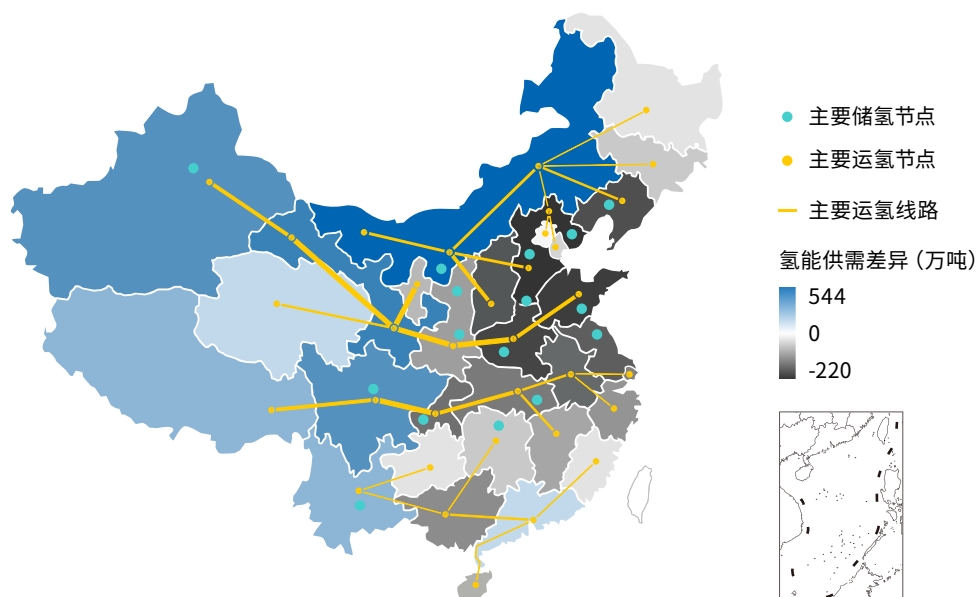
基于各省氢能供需差异、地理地质条件等因素，参考燃气管网、电网规划及十四五能源规划等布局规划<sup>19,20,21</sup>，我们给出了四条大规模氢气储运管网主要线路的示意图，基于我国当前天然气储气库分布及岩洞、盐穴、枯竭油田等地质构造分布<sup>22,23,24,25</sup>，我们还给出了大型储氢库分布的示意图，如图表16所示。四条储运管网主干线路分别为：

- 从内蒙古输送至黑龙江、吉林、辽宁、北京、天津、河北、山西，总输送规模约550万吨。
- 从新疆、甘肃、青海输送至宁夏、陕西、河南、山东、江苏，总输送规模约500万吨。
- 从西藏、四川输送至重庆、湖北、安徽、江西、浙江、福建、上海，总输送规模约360万吨。
- 从云南输送至贵州、湖北、广西、广东、海南，总输送规模约130万吨。

氢能储运管网的整体布局和规划是一个复杂的系统工程，需要统筹考虑近-中-远期整体氢能行业的规划和发展状况，使管网布局与源-荷两侧产业发展情况相协调，有效支撑各阶段的产业发展需求。为此，建议从国家层面和省级层面尽早推动管网布局规划，协调各类企业和利益相关方的资源分配，综合考虑产业格局，并从政策资金配套、监管框架上提供支持。同时，由于当前管道运输技术尚未完全成熟，在大规模商业化运营之前，仍需解决管材的选择、氢气的渗透和脆化、安全性和经济性的平衡等问题。建议从近期开始加大研发力度，并率先在氢能需求旺盛、具备一定基础条件的地区开展试点示范工程，通过实践积累经验，验证技术可行性与安全性，为未来大规模推广奠定基础。



图表16 氢气储运管网主要线路示意图



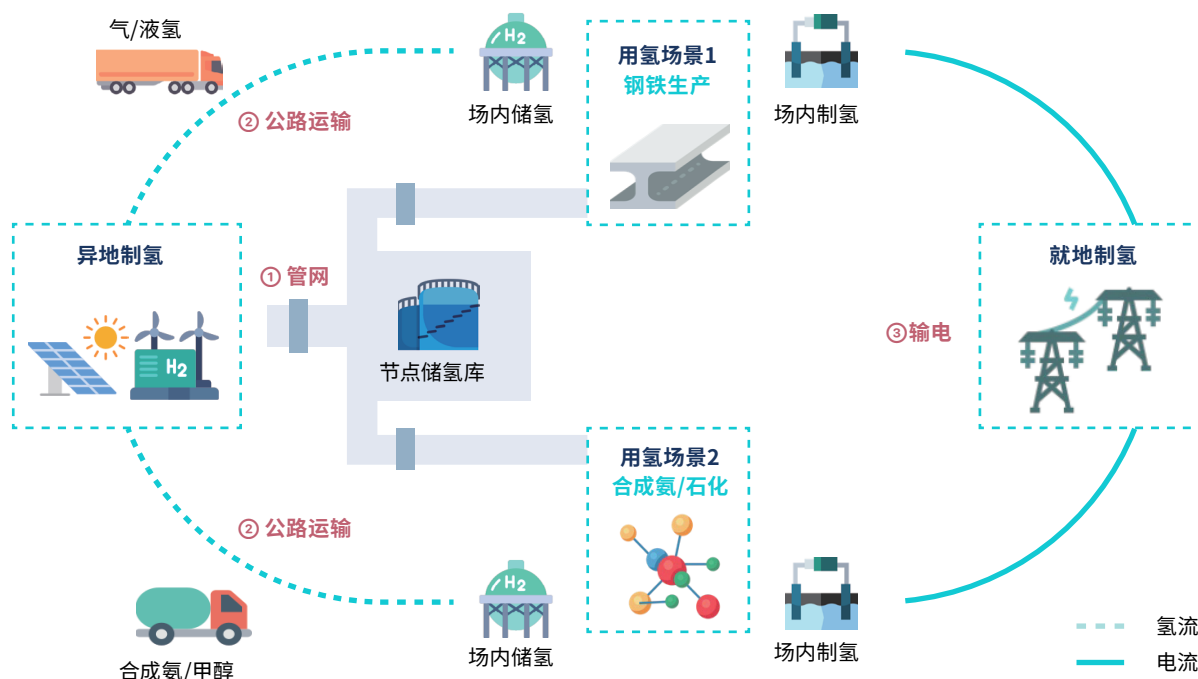
## 4.2 具体应用场景氢储运方案

随着氢和绿氢使用比例的不断提高，未来在以钢铁、化工、交通、电力等为代表的主要用氢场景中氢储运的需求也会随之大幅提升，因此对于用氢方业主和运营方而言，如何部署规划氢储运方案也是无法回避的问题。本节以钢铁和化工工业集群、道路交通加氢网络两个典型的用氢场景为例，展开分析氢源和所配套储运设施的可选方案，以及在选择评估过程中应考量的主要因素。

对于投资方而言，不同的储运方案选项所对应的前提条件各不相同，需要从项目的实际情况出发进行决策。当然，几种方案在不同的实际项目中仍然可能存在不分优劣，甚至优势互补的情况，就可考虑综合部署多种储运方案，形成抗风险能力更强的储运组合方案。

## 4.2.1 工业园区储运氢方案

图表 17 工业集群氢源及储运设施示意图



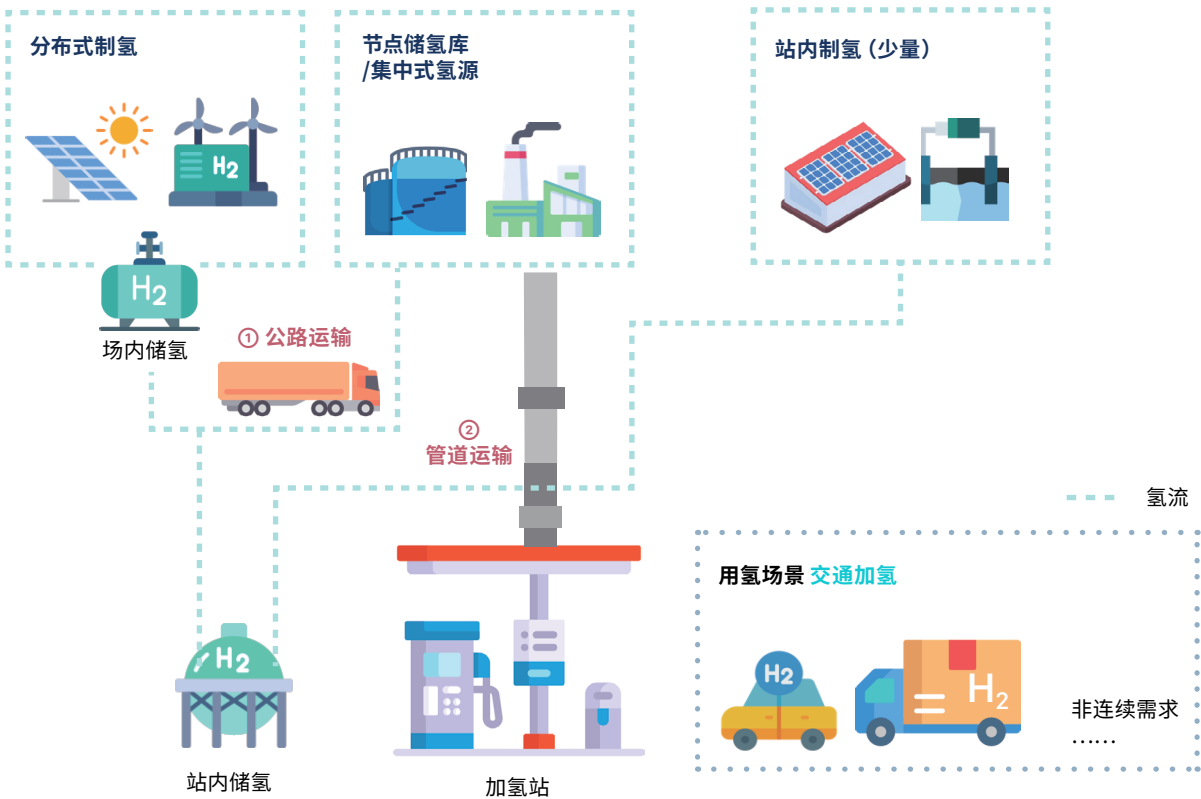
以规模较大的用氢工业园区为例，业主或者运营方在前期进行氢储运总体系统规划的阶段，首先应关注是否有条件靠近可再生能源企业，在空间距离上接近风光和绿氢资源，可以尽可能减少储运氢的规模 and 成本，同时也能减少对储运系统的压力。但由于我国绿氢资源潜力在空间分布上的不均衡，所以并非所有园区在选址时都可靠近风光和绿氢资源，那么对于这类园区而言，其氢储运方案可能将面临以下选择。

假设某个工业园区内存在钢铁和合成氨/石化两大用氢场景，本地制氢能力也相对不足需要跨区域调配氢气。在考虑未来几乎都使用绿氢的条件下，由于工业对于连续稳定供氢的高需求，该园区将一定存在可观的氢储运需求。结合前面章节中所讨论的各类储运氢技术，如图表17，可供业主和运营方选择的方案大致有三种：一是通过接入本地的输氢管网，按用量支付氢价，由于管网供氢具有极高的可靠性，无需再于本地部署过多的储氢设施，但这种方案的前提需要建立在大型氢气管网已实现对于工业用氢点末端覆盖的前提下。二是可以从周边地区进行公路运氢，钢铁企业需要直接用氢，因此若氢源较近可采用气氢运输，较远则可考虑液氢运输，场站内按需部署储氢设施（储氢罐或地下氢库）；化工企业若直接利用氢衍生品，则可以考虑在产氢地先对氢进行加工合成，再对合成氨、甲醇或其他液态有机氢化物进行运输，场站内可以考虑建设氢衍生品的液态储存装置。三则是可以考虑新建或扩建电力线路（假设为清洁电网），专门用于园区内就地制氢，由于电网可以保证稳定电力供应，因此本地储氢设施需求也几乎可以忽略，但注意需要额外部署足够的本地制氢设施。

不同的氢储运方案选择也取决于园区本身需求和配套条件，需根据具体情况而论。比如生产合成氨或甲醇下游产品的企业，选择将氢转化为合成氨或甲醇运输就是最优方案；对于本地正好有管网覆盖且对于氢供给的连续性要求非常高的企业，接入输氢管网则为更优选择；而对于本身有产业链延伸需求且有投资制氢资产能力的用氢企业而言，借助输电建设本地制氢能力则为更佳的战略决策。

4.2.2 交通加氢站储运氢方案

图表 18 交通加氢网络氢源及储运设施示意图



假设某加氢网络公司在估算过往氢燃料电池汽车的加氢需求之后，决定在某高速公路服务区上建设一个加氢站点。在考虑未来几乎都使用绿氢的条件下，站内储氢以及氢源补给方案需要进行规划部署。因为加氢站有站内储氢设置，所以对于氢源供给的连续稳定性要求相对较低，只需满足定时补给，少量应急的需求即可。结合前面章节中所讨论的各类储运氢技术，如图表18，可供该公司选择的方案大致有两种：一是通过气氢长管拖车将附近氢源（分布式制氢、集中式制氢或者储氢库）运输到站内。二是若是邻近地区有储氢管网覆盖，可考虑建设支线管道连接，站内再部署提纯压缩设施，在这种情况下可以取代站内储氢装置，节省储氢库建设成本。此外，在有条件的地区可以少量部署站内制氢，如屋顶屋后光伏或者风电等发电设备，并配备制氢和提纯设施，该方案不涉及运氢，但该氢源受到可用土地面积和本地风光资源的限制，其供给量非常有限，只能作为一种补充性氢源。

## 5. 政策及产业发展建议

综合以上分析，我们可以看到氢储运环节在氢能产业发展中的重要作用和巨大潜力，提早明确储运布局模式和明确技术发展方向对于引导产业后续发展非常关键。因此，为了更好地布局氢能储运体系，引导产业良性发展，助力技术研发突破，我们提出了以下政策及产业发展建议：

- 持续研究氢产业发展进程，跟踪研判未来发展图景：继续深入研究全球与国内氢能产业的技术进展、市场需求和政策趋势，参考其他能源的发展规律，定期评估氢能产业链各环节的发展状况与整合程度，持续跟踪研判产业发展方向，提早布局发展资源，及时调整政策措施，为氢能产业健康发展奠定坚实基础。
- 加快明确工业产业结构布局，引导氢能产业合理布局：根据区域资源禀赋和工业需求特征，遵循市场规律，科学规划全国工业产业结构的总体布局，从而尽早确定氢能产业的分布格局。在此基础上，尽早明确氢能储运的整体规划，并通过政策引导和财税激励措施，支持因地制宜建设大规模氢能管网等大型基础设施，提高氢能供应链效率。
- 支持氢能储运技术研发工作，推动储运示范项目落地：重视氢能储运技术研发和试点示范工作，从政策激励到企业战略上予以倾斜，尤其需要关注主流技术路线中的技术环节，提升材料和零部件的国产化水平，推动技术的部署成本持续优化。通过覆盖更全面的技术推荐清单和更精准的创新扶持工具加速相关技术发展的进程。
- 展开产业链上下游联动合作，探索更优氢储运发展模式：以全产业链视角看待氢能储运技术发展，在产业规划和研判中需要与上游制氢端和下游用氢端充分协同，一方面避免产能投资不足或者过剩，另一方面也需要跟踪上下游技术发展的新动态和新需求，解决氢储运环节与上下游的技术衔接问题，促进全产业链的健康发展。

# 参考文献

- 1 李婷, 刘玮等, 开启绿色氢能新时代之匙: 中国2030年“可再生氢100”发展路线图, 落基山研究所, 中国氢能联盟研究院, 2022
- 2 陈济, 李抒苒, 李相宜, 李也, 碳中和目标下的中国钢铁零碳之路, 落基山研究所, 2021
- 3 李抒苒, 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
- 4 李抒苒, 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
- 5 李抒苒, 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
- 6 落基山研究所, 中国水泥协会, 加速工业深度脱碳: 中国水泥行业碳中和之路, 2022
- 7 中金公司, “碳中和, 离我们还有多远”, 2020, <https://research.cicc.com/frontend/recommend/detail?id=1653>
- 8 中金公司, “碳中和, 离我们还有多远”, 2020, <https://research.cicc.com/frontend/recommend/detail?id=1655>
- 9 IEA, 中国能源体系碳中和路线图, 2022, [https://iea.blob.core.windows.net/assets/bb8dcbbc-4655-4d49-904d-4b780abf3d6b/AnenergysectorroadmaptocarbonneutralityinChina\\_Chinese.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/bb8dcbbc-4655-4d49-904d-4b780abf3d6b/AnenergysectorroadmaptocarbonneutralityinChina_Chinese.pdf)
- 10 IEA, 中国能源体系碳中和路线图, 2022, [https://iea.blob.core.windows.net/assets/bb8dcbbc-4655-4d49-904d-4b780abf3d6b/AnenergysectorroadmaptocarbonneutralityinChina\\_Chinese.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/bb8dcbbc-4655-4d49-904d-4b780abf3d6b/AnenergysectorroadmaptocarbonneutralityinChina_Chinese.pdf)
- 11 中国产业发展促进会氢能分会, 氢储能是长时储能未来解决方案, 2023, <https://cn-heipa.com/newsinfo/6547208.html?templateId=486626>
- 12 艾邦氢能技术网, 空客官宣氢动力飞机, 氢能应用场景新突破, 2024, <https://www.htech360.com/a/29201>
- 13 国内首艘氢燃料电池动力示范船“三峡氢舟1”号首航成功, 2023, [http://www.news.cn/tech/2023-10/11/c\\_1129909785.htm](http://www.news.cn/tech/2023-10/11/c_1129909785.htm)
- 14 中咨公司氢能产业发展咨询中心, 能景研究 EnerScen, 2024全球氢能产业展望报告, 2024
- 15 势银, 考克利尔竞力, 2023势银氢能与燃料电池年度蓝皮书, 2024
- 16 势银, 考克利尔竞力, 2023势银氢能与燃料电池年度蓝皮书, 2024
- 17 王璐, 金之钧, 吕泽宇, 苏宇通, 2024. 地下储氢研究进展及展望. 地球科学, 49(6): 2044-2057. doi: 10.3799/dqkx.2024.001
- 18 平安证券, 樊金璐, 陈骁, 皮秀等, 氢能系列报告(二) 储氢篇: 储氢发展适度超前, 高压储氢优先实现, 2021
- 19 国家发展改革委, 国家能源局, 中长期油气管网规划, 2017, <https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/201707/W020190905497932558033.pdf>
- 20 全球能源互联网发展合作组织, 中国能源转型与“十四五”电力规划研究, 2023, [https://www.cpn.com.cn/news/baogao2023/202307/t20230728\\_1621791.html](https://www.cpn.com.cn/news/baogao2023/202307/t20230728_1621791.html)
- 21 国家发展改革委, 国家能源局, “十四五”现代能源体系规划, 2022, [https://www.nea.gov.cn/1310524241\\_16479412513081n.pdf](https://www.nea.gov.cn/1310524241_16479412513081n.pdf)
- 22 南方能源观察, eo数读 | 22座地下储气库在哪儿, 2015
- 23 中国能源报, 中国盐穴资源现状与储油气库综合利用, 2015
- 24 氢云链, 重磅! 中石油启动地下油气田储氢库勘探前期工作, 2024
- 25 乔德武, 任收麦等, 中国油气资源勘探现状与战略选区, 2011, <https://www.cgsjournals.com/zgdzdcqkw-data/dztb/2011/0203/PDF/2011020301.pdf>

李婷, 谭光瑀, 王喆, 张博雅, 中国氢储运中长期布局图景和技术展望, 落基山研究所, 2024, <https://rmi.org.cn/insights/long-term-outlook-on-hydrogen-storage-and-transportation-landscape-and-technology-evolution-in-china/>

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)

© 2024年10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。