汽车

燃料电池重卡行业或将在 2026-2027 年迎来拐点

燃料电池在中国主要应用于商用车领域尤其是重卡，我们认为燃料电池行业的爆发也可能率先出现在重卡领域。从我们测算的不同动力形式的重卡全生命周期成本对比来看，2026 年燃料电池重卡的总体拥有成本将在 3 年内和柴油重卡持平，其成本竞争力或让行业出现拐点信号，而实现这一投资回报周期的核心是加氢价格以及基础设施配套能力。在 5-10 年的中长期维度，我们预测燃料电池系统单价有接近 75%的降本空间，且其续航和补能效率或仍领先纯电重卡，这也让燃料电池重卡大规模替代柴油重卡成为可能。

- **燃料电池短期仍需政府支持及引导，降低加氢成本是行业在 2026-2027 年能否迎来拐点的关键之一。**燃料电池重卡目前相较于柴油重卡在购车和燃料成本都处于劣势的情况可能在 2025 年迎来转变，在加氢成本在 30 元/公斤（副产氢不发达地区仍需政府补贴才能达到）以及免 2 年高速费的情况下，我们估算燃料电池重卡的全生命周期成本或将与柴油重卡持平；假设 2026 年加氢成本进一步下降至 25 元/公斤并仍有 1 年高速费的减免，我们测算燃料重卡的生命周期总成本将低于柴油重卡 10%，且前置成本的溢价将在 3 年内被抵消。由于燃料电池重卡购车成本不可能在短期内低于其他重卡，加氢成本会成为其成本竞争力的核心。

- **加氢价格主要由制氢、运氢和加氢站运营三部分组成，其中运氢的降本空间较大。**目前，灰氢成本约为 13 元/公斤，比绿氢低 50-60%，虽然电解水制氢存在较大的降本空间，但我们认为短期的制氢仍会以传统化工制氢为主。从中长期看，使用 III 型瓶的长管拖车或建设输氢管道将大幅降低运氢成本。我们认为短期对副产氢不发达地区而言，要让加氢价格低于 25 元/公斤仍需政府补贴，而长期的加氢价格取决于电解水制氢设备的降本空间，我们认为长期的加氢价格在无补贴情况下仍可能做到 25 元/公斤。

- **技术进步和规模效应将大幅降低燃料电池价格。**燃料电池重卡的购车成本在其中长期的竞争力中仍具决定作用，我们测算在不考虑难以预测的技术突破的前提下（比如金属双极板的涂层防腐性），中长期燃料电池成本仍有接近 75%的降本空间。文中我们以双极板为例详细量化了技术进步和规模效应能带来的降本幅度，并估算燃料电池系统单价可降至 390 元/千瓦。中长期燃料电池重卡的总体拥有成本或在 2 年内与柴油重卡持平。

- **综上所述，燃料电池重卡具备成本竞争力，基础设施配套是必不可少的条件。**不同于消费者对乘用车偏好的多样化，成本是商用车行业最重要的考虑因素，所以一旦某种动力形式的商用车相对其他动力形式出现明显的成本优势时，其市占率可能在较短时间占据主流地位。由于重卡市场场景的多样性以及我们分析中涉及的假设的复杂性，我们认为目前还很难判断长期稳态的重卡市场动力形式格局，但考虑到 2023 年中国燃料电池重卡的市占率仅为 0.3%，而长途运输占据重卡需求的一半左右，我们可以期待燃料电池重卡出现指数级增长的可能性。

优于大市
（维持）

中国汽车行业

史 迹, CFA
(852) 3761 8728
shiji@cmbi.com.hk

梁晓钧
(852) 3900 0856
austinliang@cmbi.com.hk

窦文静, CFA
(852) 6939 4751
douwenjing@cmbi.com.hk

覆盖股票列表：

公司名称	股份代码	评级	目标价（本地）
理想汽车	LI US	买入	30
理想汽车	2015 HK	买入	117
蔚来汽车	NIO US	持有	5
小鹏汽车	XPEV US	买入	16
小鹏汽车	9868 HK	买入	62.4
吉利汽车	175 HK	买入	19
长城汽车	2333 HK	买入	17
长城汽车	601633 CH	买入	35
比亚迪	1211 HK	买入	350
比亚迪	002594 CH	买入	382
广汽集团	2238 HK	买入	3.3
广汽集团	601238 CH	买入	10
零跑汽车	9863 HK	买入	40
永达汽车	3669 HK	买入	1.8
美东汽车	1268 HK	买入	2.8
途虎	9690 HK	买入	26
敏实集团	425 HK	买入	21
亿和控股	838 HK	买入	1.4

资料来源：彭博，招银国际环球市场

重要图表

图 1: 2023-2026 年预期 49 吨燃料电池重卡和其他动力形式重卡的全生命周期成本对比

	燃料电池重卡				柴油重卡	天然气重卡	纯电重卡
	2023	2024E	2025E	2026E			
整车售价（万元）	**49**	**122**	**107**	**92**	**38**	**44**	**55**
整车成本（万元）	99	99	87	78	30	35	47
燃料电池系统	51	52	44	34	-	-	-
储氢系统	14	14	11	12	-	-	-
动力电池	4	3	3	2	-	-	19
电机电控、发动机等动力装置	10	10	10	10	10	15	8
车身	20	20	20	20	20	20	20
毛利率假设	20%	18%	18%	15%	13%	13%	13%
政府补贴（万元）	75.6	-	-	-	-	-	-
购置税和其他杂费（万元）	0.5	0.5	0.5	0.5	3.2	3.6	0.5
燃料费用（万元）	**476**	**375**	**286**	**223**	**295**	**196**	**143**
百公里能耗（公斤，升，千瓦时）	10	9.0	8.0	7.5	33	33	150
补能价格（元/公斤，元/升，元/千瓦时）	40.0	35.0	30.0	25.0	7.5	5.0	0.8
年行驶里程（万公里）	17	17	17	17	17	17	17
使用年限（年）	7	7	7	7	7	7	7
维护费用（万元）	**41**	**41**	**41**	**41**	**54**	**47**	**43**
高速费用（万元）	**179**	**102**	**128**	**153**	**179**	**179**	**179**
每年高速费用（万元）	25.5	25.5	25.5	25.5	25.5	25.5	25.5
使用年限（年）	7	7	7	7	7	7	7
政策减免年份数量（年）	-	3	2	1	-	-	-
全生命周期使用成本合计（万元）	**745**	**640**	**561**	**509**	**565**	**466**	**419**

资料来源: 招银国际环球市场测算

图 2: 中长期假设下（不考虑难以预测的技术突破），49 吨燃料电池重卡和其他重卡的全生命周期成本对比分析

	燃料电池重卡	柴油重卡	天然气重卡	纯电重卡
续航里程（公里）	**1,200**	**1,300**	**1,300**	**250**
整车售价（万元）	**68**	**38**	**44**	**59**
整车成本（万元）	53	30	35	47
燃料电池系统	15	-	-	-
储氢系统	9	-	-	-
动力电池	2	-	-	19
电机电控、发动机等动力装置	8	10	15	8
车身	20	20	20	20
毛利率假设	15%	13%	13%	13%
购置税和其他杂费（万元）	5.2	3.2	3.6	4.7
燃料费用（万元）	**155**	**295**	**197**	**143**
百公里能耗（公斤，升，千瓦时）	6.5	33	33	150
补能价格（元/公斤，元/升，元/千瓦时）	20.0	7.5	5.0	0.8
年行驶里程（万公里）	170	170	170	170
使用年限（年）	7	7	7	7
维护费用（万元）	**41**	**54**	**47**	**43**
高速费用（万元）	**179**	**179**	**179**	**179**
每年高速费用（万元）	25.5	25.5	25.5	25.5
使用年限（年）	7	7	7	7
全生命周期使用成本合计（万元）	**442**	**565**	**466**	**423**

资料来源: 招银国际环球市场测算

图 3: 燃料电池系统成本拆分

元/千瓦	现在	中长期假设（不考虑难以预测的技术突破）
电堆成本	1,000	270
膜电极	600	180
质子交换膜	165	40
催化剂	240	100
气体扩散层	160	30
其他	35	10
双极板	223	50
其他	177	40
其他零部件成本	500	120
燃料电池系统成本	**1,500**	**390**

资料来源: 招银国际环球市场测算

图 4: 石墨双极板潜在降本空间

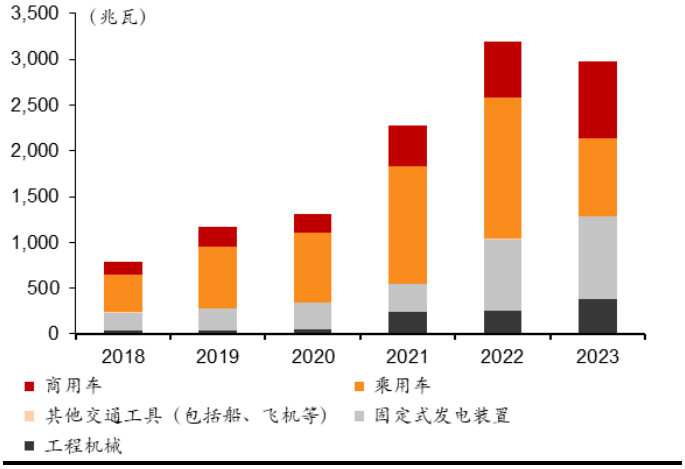
	现在	中长期假设（不考虑难以预测的技术突破）
双极板基本信息和假设:		
单电堆功率（千瓦）	90	90
电堆中单池数量（个）	255	89
单池功率（千瓦）	0.35	1.01
单池电压（伏特）	0.6	0.8
电流密度（安培/平方厘米）	2.1	3.0
反应区面积（平方厘米）	280	420
反应区面积占比	49%	52%
1 片双极板总面积（平方厘米）	570	808
1 片双极板厚度（厘米）	0.14	0.14
双极板原材料密度（克/立方厘米）	2.25	2.25
1 片双极板重量（克）	180	254
制造工厂假设:		
年产能（万片）	36	120
良率假设	90%	95%
石墨价格（万元/吨）	5.8	5.3
1 片双极板的石墨成本（元）	10	13
1 片双极板的其他材料（树脂、胶水等）成本（元）	2.5	2.5
1 片双极板的材料成本（元）	**14**	**17**
设备投资（万元）	4,000	9,000
假设设备折旧年限（年）	5	5
每年的工厂租赁成本（万元）	120	180
1 片双极板分摊的折旧和租赁成本（元）	**26**	**17**
工人数量	100	100
工人工资（万元/年/人）	10	11
1 片双极板的人工成本（元）	**28**	**9**
每年制造费用（万元）	400	1,000
1 片双极板分摊的制造费用（元）	**11**	**8**
1 片双极板的总成本（元）	**79**	**51**
1 千瓦双极板的总成本（元）	**223**	**50**

资料来源: 招银国际环球市场测算

中国燃料电池主要应用于商用车领域，尤其是重卡

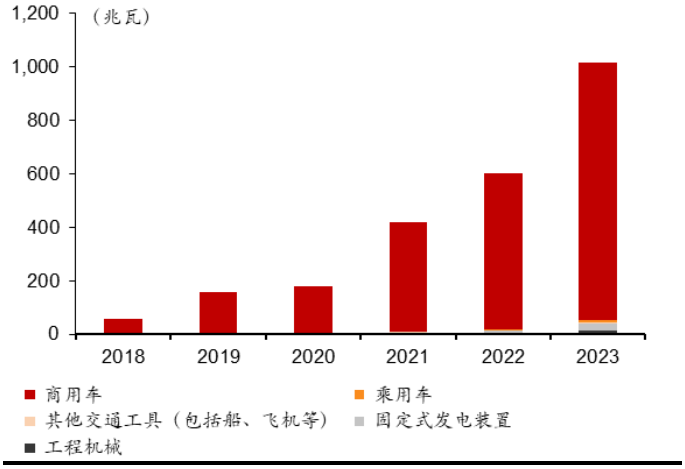
根据弗若斯特沙利文的数据，2023 年按销售输出功率计，固定式发电（包括分布式发电和离网电源）、乘用车和商用车各占全球燃料电池下游应用的 30%、28%和 28%。与全球市场形成鲜明对比的是，商用车占中国燃料电池市场下游应用的 95%，而全球的燃料电池商用车几乎全部由中国市场贡献。

图 5: 全球燃料电池市场规模（按下游应用场景拆分）



资料来源: 弗若斯特沙利文，招银国际环球市场

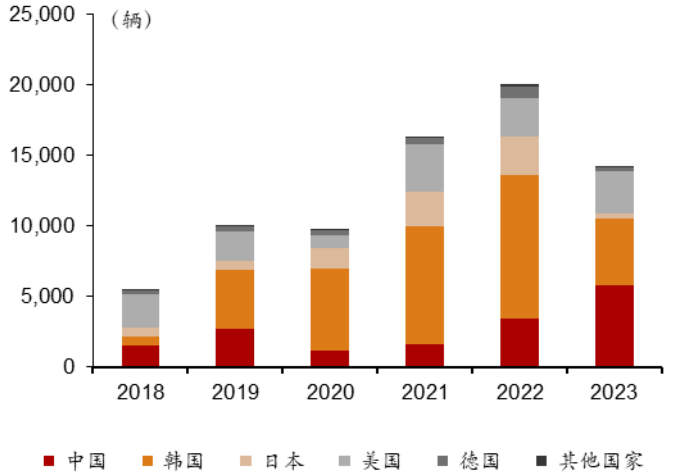
图 6:中国燃料电池市场规模（按下游应用场景拆分）



资料来源: 弗若斯特沙利文，招银国际环球市场

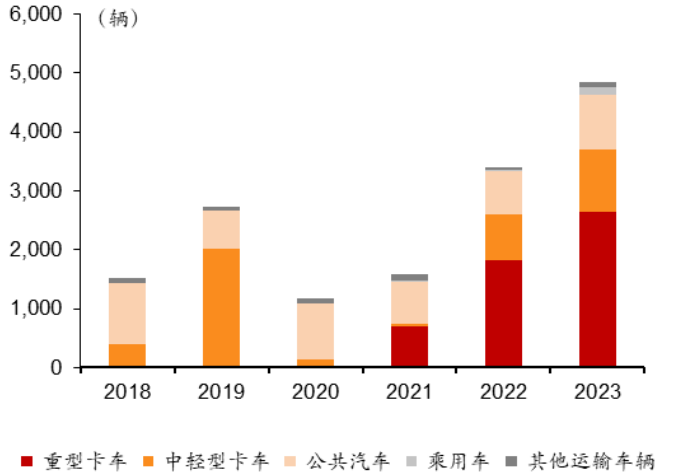
我们认为至少在中国市场，商用车在中短期仍将继续主导燃料电池的下游应用，因为燃料电池系统给商用车带来的全生命周期成本节约会比乘用车更加显著。随着产业链逐步成熟和基础设施逐步完善，我们认为燃料电池的应用会率先在商用车尤其是重卡市场爆发。虽然纯电重卡相较于燃料电池重卡和柴油重卡都具备全生命周期的成本优势，但其在补能和载重上的劣势或使其使用场景受限，或导致其无法完全占据重卡市场。

图 7: 全球燃料电池汽车销量



资料来源: 弗若斯特沙利文，招银国际环球市场

图 8:中国燃料电池汽车销量



资料来源: 弗若斯特沙利文，招银国际环球市场

加氢成本是燃料电池从政策驱动转向市场驱动的短期关键所在

2023 年，中国燃料电池汽车销量同比提升 72%至约 5,800 辆，其中重卡和轻中型卡车分别占 63%和 18%。我们认为这一销量的实现仍来自政策驱动，因为根据我们的测算，即使在大额的购车补贴下，2023 年燃料电池重卡的购车成本和全生命周期成本仍远高于柴油和天然气重卡（如图 9 所示）。

图 9: 2023 年 49 吨燃料电池重卡和其他动力形式重卡的全生命周期成本对比

	燃料电池重卡	柴油重卡	天然气重卡	纯电重卡
整车售价（万元）	**49**	**38**	**44**	**55**
整车成本（万元）	99	30	35	47
燃料电池系统（假设 180 千瓦）	51	-	-	-
储氢系统	14	-	-	-
动力电池	4.0	-	-	19.0
电机电控、发动机等动力装置	10	10	15	8
车身	20	20	20	20
毛利率假设	20%	13%	13%	13%
政府补贴（万元）	75.6	0	0	0
购置税和其他杂费（万元）	0.5	3.2	3.6	0.5
燃料费用（万元）	**476**	**295**	**196**	**143**
百公里能耗（公斤，升，千瓦时）	10	33	33	150
补能价格（元/公斤，元/升，元/千瓦时）	40.0	7.5	5.0	0.8
年行驶里程（万公里）	17	17	17	17
使用年限（年）	7	7	7	7
维护费用（万元）	**41**	**54**	**47**	**43**
高速费用（万元）	**179**	**179**	**179**	**179**
每年高速费用（万元）	25.5	25.5	25.5	25.5
使用年限（年）	7	7	7	7
全生命周期使用成本合计（万元）	**745**	**565**	**466**	**419**

资料来源: 招银国际环球市场测算

根据我们的测算，2023 年 49 吨燃料电池重卡补贴后的价格仍比同等级的柴油重卡高出约 11 万元。不同于纯电重卡通过极具优势的使用价格拉低全生命周期的总成本，我们估算 2023 年全国平均加氢价格仍需约 40 元/公斤，假设年行驶里程 17 万公里（全生命周期行驶里程 120 万公里），所以燃料电池重卡每年的燃料费用比柴油重卡高出约 26 万元。算上购置价格的溢价，我们估算燃料电池重卡全生命周期成本在 2023 年高出柴油重卡约 180 万元。

虽然燃料电池汽车示范城市群的政策仍在 2024 年继续，但因为不少地区的额度开始透支而导致补贴实质上在减少。另一方面，部分地方政府开始试行燃料电池汽车 3 年高速费减免政策，由于不同高速公路收费标准存在差异，我们假设重卡平均每年的高速费用为 25.5 万元，那么 3 年的高速费用减免金额的绝对值基本相当于 2023 年直接获得的购车补贴。由于政府仍在讨论下一阶段的政策导向，我们无法确定 2025-2026 年的具体补贴金额，我们简单地以 3 年高速费用减免作为等价的补贴，即 2024-2026 年分别补贴 76.5 万元、51 万元和 25.5 万元。我们认为下一阶段的政府补贴会以运营和基建为导向，且金额可能在看到市场化条件开始成熟时才逐年减少，所以我们认为我们的假设合理甚至略显保守。

我们将燃料电池重卡的全生命周期成本分拆成整车售价、燃料费用、维护费用和高速费用以便分析其降本路径。整车售价可再细分为燃料电池系统、储氢系统、动力电池、电机电控以及车身，我们预测燃料电池系统每千瓦单价在 2025 年及 2026 年分别下降 24%和 29%，同时我们假设系统功率从 2024 年的 200 千瓦提升至 2025 年的 220 千瓦以及 2026 年的 240 千瓦以便应对各种工况并减少锂电池容量，结合其他零部件的降本和利润情况，我们预测 2025 年和 2026 年 49 吨燃料电池重卡的整车售价将分别同比下降 12%和 14%至 107 万元和 92 万元，仍远高于柴油重卡。因此，想要获得全生命周期的成本优势，燃料电池重卡必须在运营成本上（包括燃料、维护和高速费用）方面相较于柴油重卡有显著优势。

根据我们的测算，2025 年在免 2 年高速费的补贴假设下，燃料电池重卡的全生命周期成本将和柴油重卡持平（如图 10 所示）。到 2026 年在免 1 年高速费的政策支持下，燃料电池重卡的全生命周期成本将比柴油重卡低 10%（约 55 万元），且前置成本的溢价在 3 年内由运营成本的节约来抵消。

图 10: 2024-2026 年预期 49 吨燃料电池重卡全生命周期成本和其他动力形式重卡对比

	燃料电池重卡			柴油重卡	天然气重卡	纯电重卡
	2024E	2025E	2026E			
整车售价（万元）	**122**	**107**	**92**	**38**	**44**	**55**
整车成本（万元）	99	87	78	30	35	47
燃料电池系统	52	44	34	-	-	-
储氢系统	14	11	12	-	-	-
动力电池	3.2	2.8	2.1	-	-	19.0
电机电控、发动机等动力装置	10	10	10	10	15	8
车身	20	20	20	20	20	20
毛利率假设	18%	18%	15%	13%	13%	13%
购置税和其他杂费（万元）	0.5	0.5	0.5	3.2	3.6	0.5
燃料费用（万元）	**375**	**286**	**223**	**295**	**196**	**143**
百公里能耗（公斤，升，千瓦时）	9.0	8.0	7.5	33	33	150
补能价格（元/公斤，元/升，元/千瓦时）	35.0	30.0	25.0	7.5	5.0	0.8
年行驶里程（万公里）	17	17	17	17	17	17
使用年限（年）	7	7	7	7	7	7
维护费用（万元）	**41**	**41**	**41**	**54**	**47**	**43**
高速费用（万元）	**102**	**128**	**153**	**179**	**179**	**179**
每年高速费用（万元）	25.5	25.5	25.5	25.5	25.5	25.5
使用年限（年）	7	7	7	7	7	7
政策减免年份数量（年）	3	2	1	-	-	-
全生命周期使用成本合计（万元）	**640**	**561**	**509**	**565**	**466**	**419**

资料来源: 招银国际环球市场测算

由于燃料电池重卡的购车价格在 2027 年前不可能低于柴油重卡，实现我们预测的全生命周期成本持平甚至更低的核心就在于燃料费用，而燃料费用主要取决于能耗效率和加氢价格。目前 49 吨燃料电池重卡百公里能耗约 8.5-10.0 公斤，我们估计到 2025 和 2026 年，百公里能耗有望分别下降到 8.0 公斤和 7.5 公斤。能耗效率和电堆的发电效率高度相关，其他条件不变，提升电堆电压能有效提升发电效率。从我们收集的资料来看，我们对 2025 年和 2026 年的能耗效率假设不难达到。长期来看，我们预期百公里能耗有望进一步下降到 6.5 公斤。在能耗效率在短期内相对比较容易估算的情况下，加氢价格成为燃料费用的关键，而我们将这一费用再细分为制氢成本、运氢成本和加氢站运营成本以便探讨其潜在下降空间。

■ **制氢：灰氢在中短期内仍具有显著的成本优势**

制氢方式主要有 3 种：1）灰氢：传统能源（煤炭、天然气等）制氢，会产生大量二氧化碳；2）蓝氢：传统能源制氢，通过碳捕获、利用和封存技术（CCUS）大幅降低二氧化碳排放；3）绿氢：可再生能源制氢，如电解水制氢。目前国内大部分仍是灰氢，根据我们的测算，其成本比绿氢低约 50-60%。

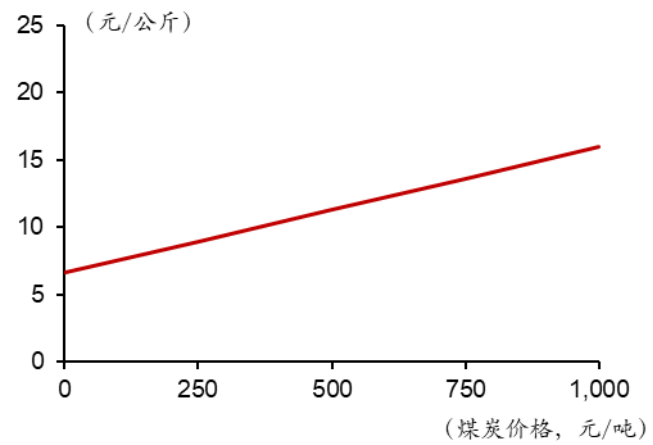
图 11: 传统能源制氢成本拆分

	煤制氢	天然气制氢
制 1 公斤氢气需要煤/天然气（公斤，立方米）	8.4	3.8
煤/天然气单价（元/公斤，元/立方米）	0.7	4.2
制 1 公斤氢气所需要的原材料成本（元）	5.9	15.8
制 1 公斤氢气所需要的其他材料（如：氧气等）成本（元）	2.8	0.2
制 1 公斤氢气所需要的制造费用、工资和其他成本（元）	3.1	3.3
制 1 公斤氢气所需要的总成本（元）	**11.8**	**19.2**
毛利率假设	10%	10%
每公斤氢气的出厂价格（元）	**13.2**	**21.4**

资料来源：中国化工学会，招银国际环球市场测算

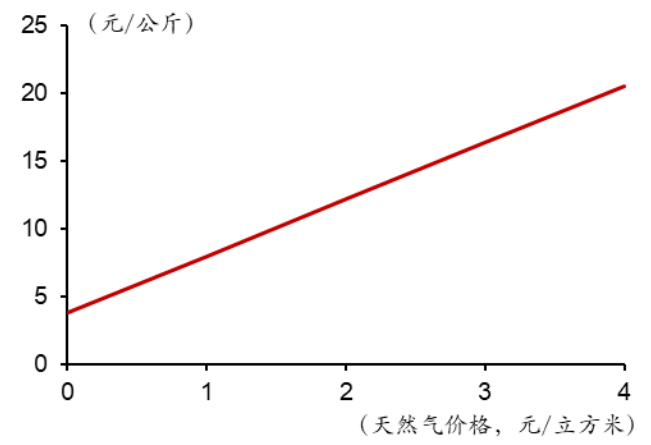
传统能源制氢技术较为成熟且已广泛使用，所以灰氢的出厂价格很大程度上取决于原材料价格。基于当前的煤炭和天然气价格，煤制氢较为便宜，但天然气制氢价格弹性更大。基于当前煤炭和天然气价格分别约 700 元/吨和 4.2 元/立方米来测算，对应氢气出厂价格分别约 13.2 元/公斤和 21.4 元/公斤。当原材料价格均下跌 50%，煤制氢和天然气制氢出厂价格分别下降约 25%和 41%到 9.9 元/公斤和 12.6 元/公斤。

图 12: 煤制氢出厂价格与煤炭价格的对应关系



资料来源：中国化工学会，招银国际环球市场测算

图 13: 天然气制氢出厂价格与天然气价格的对应关系



资料来源：中国化工学会，招银国际环球市场测算

上述氢气出厂价格未考虑使用 CCUS 所带来的额外成本，我们估计叠加 CCUS 将使得氢气出厂价格在上述的价格基础上提升 30-50%，即煤制氢+CCUS（蓝氢）的出厂价格将达到 17-18 元/公斤，依然显著低于当前绿氢的出厂价格。

电解水制氢（绿氢）基于电解槽结构和隔膜材料不同可分为：碱性电解水（ALK）、质子交换膜（PEM）电解水、固体氧化物电解水（SOEC）和阴离子交换膜（AEM）电解水制氢。ALK 和 PEM 是当前已商业化的主流制氢技术，后两者仍处于商业化初期。

由于 ALK 电解槽技术更成熟且较少用到贵金属，价格远低于 PEM 电解槽，因此目前市场上 ALK 技术占据主导地位。根据弗若斯特沙利文的数据，2023 年全球电解槽市场规模达到 1.9GW，其中 ALK 电解槽占比达到 74%；2023 年中国电解槽市场规模约 1.2GW，ALK 电解槽占全国电解槽销量的 97%，主要因为中国缺乏 PEM 电解槽用到的贵金属（如铱、铂、钛等）以及技术的不成熟导致其 PEM 电解槽的价格高于全球均价。

图 14: 电解水制氢成本拆分

	ALK	PEM
制氢效率（立方米/小时）	1,000	1,000
假设全年制氢时长（小时）	2,000	2,000
全年制氢体积（万立方米）	200	200
对应全年制氢重量（吨）	178	178
电价（元/千瓦时）	0.3	0.3
制 1 公斤氢气耗电量（千瓦时）	5.0	4.2
土地和设备投资（万元）	1,300	3,300
假设折旧年限（年）	10	10
制 1 公斤氢气分摊的折旧费用（元）	7.3	18.5
制 1 公斤氢气所需电费（元）	16.9	14.2
制 1 公斤氢气分摊的维护费用（元）	3.4	3.4
制 1 公斤氢气所需要的总成本（元）	**27.5**	**36.1**
毛利率假设	10%	10%
每公斤氢气的出厂价格（元）	**30.6**	**40.1**

资料来源：中国化工学会，招银国际环球市场测算

如图 14 所示，电解水制氢的成本测算涉及较多的假设和变量，我们基于全年制氢 2,000 小时（日工作时长 5.5 小时）、土地投资费用 300 万元和电费 0.3 元/千瓦时的前提假设，我们测算出 ALK 制氢出厂价格约为 30.6 元/公斤，PEM 制氢出厂价格为 40.1 元/公斤，主要原因是 PEM 设备投资成本（3,000 万元）约为 ALK 设备投资成本（1,000 万元）的 3 倍。事实上，制造同等重量的氢气，PEM 制氢的电费成本低于 ALK 制氢，这就意味着随着技术进步带来设备初始投资成本下降，PEM 制氢成本的下降速度可能快于 ALK 制氢，我们预计 PEM 制氢将获得更大的市场份额。另外，由于 PEM 制氢响应时间更短以及所能承载的负荷范围更大，使得其更适合于可再生能源发电的储能。

在图 15 中我们分析了电解水制氢出厂价格相对于设备投资成本和制氢时长的弹性。对于 ALK 制氢和 PEM 制氢而言，提高设备利用率都是有效降低氢气出厂价格的方式。由于 PEM 制氢电费成本较低，其价格弹性明显高于 ALK 制氢。基于当前的设备投资成本，假设年制氢时长从 2,000 小时翻倍到 4,000 小时（日均工作时长 11 小时），ALK 制氢和 PEM 制氢的出厂价格将分别下降 19%和 30%。假设年制氢时长达到 4,000 小时，若 ALK 设备投资成本降低 60%到 400 万元，氢气的出厂价格可降至 23 元/公斤；若 PEM 设备投资成本降低 67%到 1,000 万元，氢气的出厂价格可降至 22 元/公斤。虽然电解水制氢的成本随着设备投资成本下降有着巨大的下降空间，但短期内或难以实现。

图 15: 电解水制氢出厂价格的敏感性分析

		ALK 设备投资成本（万元）				PEM 设备投资成本（万元）			
	元/公斤	400	600	800	1,000	500	1,000	2,000	3,000
年制氢时长（小时）	2,000	26.8	28.1	29.3	30.6	24.5	27.6	33.8	40.1
	3,000	24.1	25.0	25.8	26.6	21.6	23.6	27.8	32.0
	4,000	22.8	23.4	24.0	24.7	20.1	21.7	24.8	27.9
	5,000	22.0	22.5	23.0	23.5	19.2	20.5	23.0	25.5

资料来源：中国化工学会，招银国际环球市场测算

在图 15 的敏感性分析中，我们假设电价固定为 0.3 元/千瓦时以便分析变化空间更大的两个变量（制氢时长和设备投资成本）对制氢成本的影响。实际上，电价对电解水制氢的成本影响也较为显著，且当初始投资成本越低的时候，影响越大。在假设 3,000 万元设备投资成本及 2,000 小时制氢时长前提下，当电价假设减半到 0.15 元/千瓦时，PEM 制氢出厂价格将下降 20%至 32.2 元/每公斤。

虽然当前电解水制氢成本仍很高昂，但在部分场景下已有实际的应用意义。在风光发电资源丰富的地区，当地电资源显著供过于求，主流的锂电池储能虽然成本低廉，但无法实现电资源跨地区的调度。通过电解水将当地多余的电能转换为氢能，并运输到其他地方，可以通过跨时间和跨空间的电资源调节，从而更好且更经济地实现可再生能源的充分利用。2024 年，电解水制氢产业开始快速发展，一个重要原因就是政府更加关注如何利用好部分地区过剩的可再生能源，目前来看电解水制氢是有效的解决方案之一。因此，我们认为 2024-2025 年，制氢系统的销售增速将快于燃料电池系统。

■ 运氢：拥有巨大的降本空间，但需政府的支持引导

最常见的两种运氢方式是管道运输和长管拖车运输，其中，管道运输仍处于早期阶段，长管拖车运输是当前的主流。

1）长管拖车：初始投资成本低，适合短途运输

在同等储氢瓶体积情况下，储氢瓶的压强决定了储氢重量，在同等重量的氢气运输需求下，III型瓶（50 兆帕）的长管拖车相较I型瓶（20 兆帕）所需的运输次数减少，从而减少长管拖车和工人的数量需求。

图 16: 长管拖车运氢成本拆分

储氢罐的类型	20 Mpa	50 Mpa
储氢罐中氢气密度（公斤/立方米）	18	44
长管拖车储氢罐可容纳氢气体积（立方米）	20	20
假设充放氢气过程中的残余率	20%	20%
单程可运输氢气重量（公斤）	282	705
假设加氢站日需求量 500 公斤，则每年氢气需求量（吨）	182.5	182.5
假设加氢站到制氢工厂的距离（公里）	100	100
需要长管拖车数量	0.83	0.33
单辆长管拖车的初始投资（万元）	70	160
假设折旧年限（年）	10	10
需要工人数量	6	2
工人工资（万元/年/人）	10	10
长管拖车每年的行驶里程（万公里）	13.0	5.2
假设每百公里消耗柴油（升）	25	25
柴油价格（元/升）	7.5	7.5

假设每公里的过路费和保养费（元）	0.9	0.9
每年保险费（万元）	1	1
压缩 1 公斤氢气耗电量（千瓦时）	1	1
电价（元/千瓦时）	0.6	0.6
运 1 公斤氢气分摊的折旧费用（元）	0.3	0.3
运 1 公斤氢气的人工费用（元）	3.1	1.2
运 1 公斤氢气的燃料费用（元）	1.3	0.5
运 1 公斤氢气的保养和过路费用（元）	0.6	0.3
运 1 公斤氢气分摊的保险费用（元）	0.1	0.1
运 1 公斤氢气的压缩费用（元）	0.6	0.6
运 1 公斤氢气所需要的总成本（元）	**6.0**	**3.0**
毛利率假设	10%	10%
运输距离 100 公里假设下，每公斤氢气的运输价格（元）	**6.7**	**3.3**

资料来源：中国化工学会，招银国际环球市场测算

在图 16 对长管拖车运氢费用的测算中，我们假设制氢工厂到加氢站距离 100 公里，加氢站每年氢气需求量 182.5 吨（即每天 500 公斤），长管拖车每天运行 20 小时，工人每天工作 8 小时等，从而估算出国内目前常用的I型瓶长管拖车运氢费用约 6.7 元/公斤。虽然单辆 III 型瓶长管拖车初始投资成本高于I型瓶长管拖车，但由于单趟可运输更大质量的氢气，同等情况 III 型瓶长管拖车运氢费用可减半至 3.3 元/公斤。虽然在运氢规模逐步变大后，经济性会引导市场向 III 型瓶长管拖车转变，但由于这也需要车载以及加氢站储氢瓶的同步配合，所以政府对行业标准的设定和导向变得重要，尤其为了减少和避免各种重复低效的投资。

长管拖车比较适合短途运氢，如果运输距离翻倍提升到 200 公里，I型瓶长管拖车运氢费用将提升 58%到 10.6 元/公斤。这也就解释了中国不同地区加氢成本巨大差异的原因。

2）管道运输：需要政府的统一规划才能实现长期最优的解决方案

由于初期投资成本极高，管道内氢气的利用率对于运氢成本的影响非常大，也就是说管道沿线需要有非常充足且稳定的氢气需求。因此，政府需要对输氢管道和沿线的加氢站建设做好统筹规划来提升管道氢气的利用率，同时早期项目也需要政府的引导或补贴支持。

如图 17 的测算，假设管径 0.5 米，流速 5 米/秒，当管道利用率达到 80%，纯氢管道的运氢费用可以降至 2.3 元/公斤。这意味着该条管道每年运输 8.3 万吨氢气，已经相当于 2023 年中国全年氢气产量的 2%。当管道利用率降至 40%，纯氢管道的运氢费用将提升到 3.8 元/公斤。由于管道的长度基本只影响初期的投入，导致运输距离对运氢成本的影响并没有管道利用率那么敏感，所以管道沿线的氢气需求是管道规划的关键。

图 17: 管道运氢成本拆分

	纯氢管道	天然气掺氢管道
管径（米）	0.5	1.0
假设管道内气体流速（米/秒）	5	8
假设掺氢比例	100%	5%
年最大运氢量（万立方米）	3,194	990
假设管道内压力（兆帕）	4	4
管道内氢气的密度（公斤/立方米）	4	4
损失率假设	8%	8%
产能利用率假设	80%	80%
年实际运氢量（万吨）	8.3	2.6
假设管道每公里投资额（万元/公里）	600	175

假设管道长度（公里）	500	500
管道总投资额（亿元）	30	0.44
假设折旧年限	10	10
假设维护成本占初始投资的比例	15%	15%
压缩 1 公斤氢气耗电量（千瓦时）	1	1
电价（元/千瓦时）	0.6	0.6
运 1 公斤氢气分摊的折旧费用（元）	1.2	0.1
运 1 公斤氢气分摊的保养费用（元）	0.2	0.0
运 1 公斤氢气的压缩费用（元）	0.7	0.7
运 1 公斤氢气的提纯费用（元）	-	0.3
运 1 公斤氢气所需要的总成本（元）	**2.0**	**1.0**
毛利率假设	10%	10%
每公斤氢气的运输价格（元）	**2.3**	**1.1**

资料来源：中国化工学会，招银国际环球市场测算

除了纯氢管道，还可以采用天然气管道掺氢的方式进行运输。由于利用现有的天然气管道，初始投资成本大幅减少，而且如果基于掺杂比例来承担折旧成本的话，其运氢费用相对于纯氢管道可以进一步显著降低。由于这些管道资产通常都是国有资产，也需要政府的统一安排部署。

3）其他运输方式：固氢运输或带来惊喜

虽然液态氢密度远高于气态氢，但我们认为液氢运输难以全面普及，主要因为氢气的液化温度低于-252.8℃，需要消耗大量的能源实现氢气液化以及特殊容器保持低温运输环境。部分公司也在探索其他较低成本的运氢方式，比如：常温常压下，利用特殊金属和氢气结合实现氢气的固态储存和运输，无须耗费大量能源即可大幅提升氢气储运密度。这项技术仍处于商业化早期阶段，产业正在不断探索寻找更轻且能结合更多氢气的特殊材料。

■ 加氢站运营：降本空间有限

根据我们的测算，每公斤加氢价格中，有 7-10 元属于加氢站运营的相关成本，包括设备和土地的投资折旧、人员工资和日常运营费用。其中日常运营费用（包括电费、维护费用等）占了一半以上，因此我们认为加氢站运营成本的下降空间非常有限。

■ 当加氢价格降到 25 元/公斤，燃料电池重卡的成本竞争力开始显现

我们认为在短期内大部分氢气仍来自煤制氢或者工业副产氢等传统方式并通过长管拖车进行运输。所以在传统能源制氢的周边地区，我们估算政府补贴前的加氢价格普遍在 30 元/公斤左右，有些副产氢丰富的地区甚至可以更低，比如河北沧州目前补贴前的加氢价格已经低至 25 元/公斤。

在中期维度，我们预期III型瓶长管拖车和部分天然气掺氢管道运输将投入使用，同时 CCUS 技术可能会被要求用于传统方式制氢。届时，政府补贴前的加氢价格也大概在 30 元/公斤左右。如果此时政府仍持续给予加氢补贴，加氢成本或降至 20-25 元/公斤。

在长期维度，随着 PEM 设备成本的大幅下降，我们预期 PEM 制氢的市场份额将显著扩大。在加氢站和运氢管道基础设施建设完善的前提下，如果 PEM 制氢成本可以相对于当前减半到 20 元/公斤，无补贴情况下加氢价格或将降至 25-30 元/公斤。

图 18: 不同情景下，加氢价格对比

	煤制氢+I型瓶长管拖车	煤制氢+CCUS+III型瓶长管拖车	PEM +天然气管道掺氢
估计每公斤氢气制造成本（元）	13.2	17.2	40.1
估计每公斤氢气运输成本（元）	6.7	3.3	1.1
估计每公斤氢气分摊的加氢站运营成本（元）	9	9	9
估计每公斤氢气政府补贴（元）	(10.0)	(10.0)	-
加氢价格（元/公斤）	**18.9**	**19.5**	**50.2**

资料来源：中国化工学会，招银国际环球市场测算

根据图 10 的测算，2026 年，若加氢价格为 25 元/公斤、且免 1 年高速费用（假设 25.5 万元），燃料电池重卡在运营的第 2.4 年可以与柴油重卡的运营成本持平。图 19 中我们进一步讨论在没有政府补贴的情况下，加氢价格和燃料电池重卡购车成本对燃料电池重卡与柴油或天然气重卡总体拥有成本的平价时间的影响（假设百公里氢耗 6.5 公斤、年运营里程 17 万公里）。

图 19: 49 吨燃料电池重卡在不同加氢价格及购车成本情况下与柴油或天然气重卡的总体拥有成本持平所需的年长

		vs 柴油重卡 加氢价格（元/公斤）				vs 天然气重卡 加氢价格（元/公斤）			
	年	35	30	25	20	35	30	25	20
燃料电池重卡购车成本（万元）	110	13.9	6.7	4.5	3.3	NA	NA	54.0	9.8
	100	12.0	5.8	3.8	2.9	NA	NA	45.9	8.3
	90	10.1	4.9	3.2	2.4	NA	NA	37.7	6.8
	80	8.1	3.9	2.6	1.9	NA	NA	29.5	5.4
	70	6.2	3.0	2.0	1.5	NA	NA	21.4	3.9
	60	4.3	2.1	1.4	1.0	NA	NA	13.2	2.4

资料来源：招银国际环球市场测算

从图 19 中可以看到，当加氢价格降到 25 元/公斤以下，燃料电池重卡购车成本低于 70 万元，仅需不到 2 年的时间，燃料电池重卡运营成本的节约即可弥补相对于柴油重卡的购车成本溢价，或者说总体拥有成本平价的周期小于 2 年。我们认为对于一个总生命周期大于 5 年的重卡投资来说，当总体拥有成本平价的周期小于 2 年时，较大规模的替代就会发生。

基于当期的天然气价格，天然气重卡全生命周期的成本低于柴油重卡，燃料电池重卡要相对于天然气重卡建立成本优势较为困难。根据我们的测算，仅在加氢价格低于 20 元/公斤，购车成本低于 60 万元时，燃料电池重卡可在运营的第 2.4 年总体拥有成本和天然气重卡持平。但由于中国天然气依赖进口，天然气价格波动大，当天然气价格从目前的 5 元/公斤增加 20%至 6 元/公斤时，在加氢价格在 25 元/公斤、购车成本 70 万元的情况下，回报周期将从之前的 21.4 年显著降低到 3.8 年。

在了解加氢价格对短期燃料电池重卡是否具备经济性的作用后，下一个问题就变成燃料电池重卡的购车成本可以下降到什么样的程度。

技术进步和规模效应将大幅降低燃料电池价格

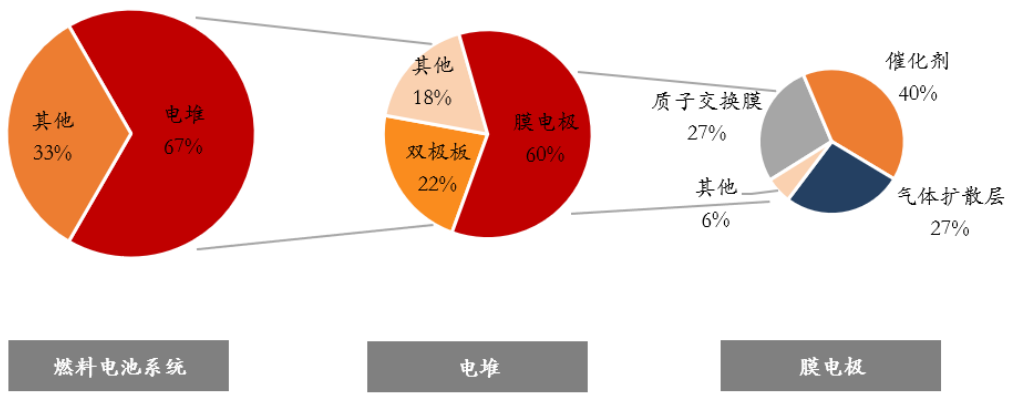
燃料电池系统由电堆、空气压缩机、增湿器、氢气循环系统和其他零部件组成。我们估计当前燃料电池系统成本约 1,500 元/千瓦，其中电堆成本约占 2/3，达到 1,000 元/千瓦。

电堆由膜电极、双极板和其他零部件组成。我们估计当前膜电极成本约占电堆成本的 60%，达到 600 元/千瓦，双极板成本约占电堆成本的 22%。

膜电极主要由质子交换膜、催化剂、气体扩散层组成。我们估计这三个零部件成本分别占膜电极总成本的 27%、40%和 27%。其中催化剂材料最常用的是铂，由于铂是贵金属，且国内目前仍主要依赖进口，因此催化剂成本相对较高。

以上我们讨论的成本均已包括材料成本、折旧费用、制造费用和人工成本等。

图 20: 燃料电池系统成本拆分



资料来源: 招银国际环球市场测算

我们对上述的每个零部件都进行了降本测算，从而希望能更准确地估算整个燃料电池系统的降本空间。我们下面将以双极板为例来说明技术进步和规模化是如何显著降低零部件成本的。

■ **石墨双极板成本在中长期有望下降 78%，若改用金属双极板，降本空间或更大**

根据我们对某头部双极板工厂的调研，现有石墨双极板的基础参数如下：单电堆功率 90 千瓦，由 255 个单池组成，即 1 个单池功率 0.35 千瓦，单池电压 0.6 伏，双极板的功率密度 2.1 安培/立方厘米，反应区面积约 280 立方厘米（如图 21 所示）。

由于目前的石墨双极板再进一步做薄可能存在安全和寿命问题，所以提升反应区面积和电流密度是提升产品性能和降低成本的主要路径。从我们目前了解到的下一代双极板的可能的参数来看，我们可以保守假设石墨双极板在长期能达到的电流密度或为 3 安培/立方厘米，单池电压能提升 0.2 伏到 0.8 伏，反应区面积能提升 50%到 420 立方厘米。在上述假设条件下，单片双极板功率将从现在的 0.35 千瓦提升到 1.01 千瓦，届时同样 1 个 90 千瓦功率的电堆需要的双极板数量将从现在的 255 片下降到 89 片，而我们测算单片双极板面积变大以后的材料成本只从现在的 14 元提升到 17 元。也就是说，仅仅通过技术进步提升单片双极板的功率，即可实现双极板每千瓦材料成本 59%的降低。

在目前的双极板成本结构中，我们测算原材料仅占 18%，所以可以通过规模效应来大幅降低原材料以外的成本。我们假设年产能从当前的 36 万片提升 3.3 倍到 120 万片（在单片双极板功率 1.01 千瓦及单车 180 千瓦功率的情况下，120 万片双极板约可配套 6,500 台燃料

电池重卡，而重卡在中国的年销量约为 100 万台），我们估算相应的设备投资仅需增加 2.3 倍，工厂租赁成本仅需增加 50%。所以单片双极板所要分摊的折旧和租赁成本将从现在的 26 元降低到 17 元。另外，提升产线自动化能力也将大幅降低人工成本。我们所调研的工厂今年相对于去年在同等产能情况下已经减少了一半的制造工人，所以我们假设即使年产能提升到 120 万片，所需工人数量也和当前保持一致。相应的，我们预期规模化将带来单片双极板分摊的人工成本减少 67%。由于其制造流程复杂，制造费用可能是诸多成本中下降空间最小的。

如图 21 所示，基于我们的测算，石墨双极板单千瓦在中长期的成本有望从现在的 223 元降低 78%到 50 元。

图 21: 石墨双极板潜在降本空间

	现在	中长期假设（不考虑难以预测的技术突破）
双极板基本信息和假设：		
单电堆功率（千瓦）	90	90
电堆中单池数量（个）	255	89
单池功率（千瓦）	0.35	1.01
单池电压（伏特）	0.6	0.8
电流密度（安培/平方厘米）	2.1	3.0
反应区面积（平方厘米）	280	420
反应区面积占比	49%	52%
1 片双极板总面积（平方厘米）	570	808
1 片双极板厚度（厘米）	0.14	0.14
双极板原材料密度（克/立方厘米）	2.25	2.25
1 片双极板重量（克）	180	254
制造工厂假设：		
年产能（万片）	36	120
良率假设	90%	95%
石墨价格（万元/吨）	5.8	5.3
1 片双极板的石墨成本（元）	10	13
1 片双极板的其他材料（树脂、胶水等）成本（元）	2.5	2.5
1 片双极板的材料成本（元）	**14**	**17**
设备投资（万元）	4,000	9,000
假设设备折旧年限（年）	5	5
每年的工厂租赁成本（万元）	120	180
1 片双极板分摊的折旧和租赁成本（元）	**26**	**17**
工人数量	100	100
工人工资（万元/年/人）	10	11
1 片双极板的人工成本（元）	**28**	**9**
每年制造费用（万元）	400	1,000
1 片双极板分摊的制造费用（元）	**11**	**8**
1 片双极板的总成本（元）	**79**	**51**
1 千瓦双极板的总成本（元）	**223**	**50**

资料来源：招银国际环球市场测算

这或许也不是双极板成本的极限，因为双极板的另外一条技术路线是金属双极板。由于金属双极板整个制造工艺比较简单，原材料成本也较低，其降本空间比石墨双极板更大。金属双极板缺点在于涂层易被腐蚀从而降低寿命，这一劣势目前在燃料电池乘用车上并不明显，丰田（7203 JP，未评级）和现代（005380 KS，未评级）的燃料电池乘用车都使用金属双极板，但还不适用于对里程要求更高的重卡。由于防腐涂层技术何时能实现突破难以预测，我们讨论系统和电堆的降本路径和降本空间时暂不考虑改用金属双极板带来的降本。

■ **燃料电池其他零部件降本路径**

除了双极板，我们也估算了包括质子交换膜、催化剂、气体扩散层等其他零部件的成本下降空间。随着技术进步和规模化，我们预期其他零部件成本相对于现在有望下降 58-81%。在这些零部件里面，我们估计催化剂的降本空间可能是最小的，主要是因为它的核心原材料铂的价格下降空间相对有限。即便如此，我们认为通过铂的国产化、改进工艺减少用量以及改进催化剂的配方等方式，催化剂成本仍可能有 58%的下降空间。若各个零部件能够实现预期的降本，长期来看，我们预测燃料电池电堆和系统成本有望分别降到 270 元/千瓦和 390 元/千瓦，相较于现在均有接近 3/4 的降本空间。

图 22: 燃料电池系统成本拆分及降本空间预测

元/千瓦	现在	中长期假设（不考虑难以预测的技术突破）
电堆成本	1,000	270
膜电极	600	180
质子交换膜	165	40
催化剂	240	100
气体扩散层	160	30
其他	35	10
双极板	223	50
其他	177	40
其他零部件成本	500	120
燃料电池系统成本	**1,500**	**390**

资料来源：招银国际环球市场测算

■ **基于我们的中长期假设（不考虑难以预测的技术突破），燃料电池重卡的全生命周期成本将显著低于柴油重卡**

基于以上的燃料电池系统降本假设，并结合以下的比较符合中长期情景的关键参数假设，我们再次对比燃料电池重卡和其他动力形式重卡的全生命周期成本。

1) 燃料电池重卡的系统功率从现在的 200 千瓦提升到 300 千瓦，可以满足更高功率的驾驶场景需求，从而减少配套的锂电池容量；
2) 随着燃料电池系统功率提升，配套的锂电池容量从当前的 80 千瓦时降到 50 千瓦时；
3) 氢气能耗由当前的 8.5-10.0 公斤/百公里降至 6.5 公斤/百公里；
4) 车载储氢瓶的储氢量从现在的 32 公斤提升到 80 公斤，届时燃料电池重卡的续航里程有望达到 1,200 公里；
5) 加氢价格从现在的 35 元/公斤降到 20 元/公斤；
6) 假设燃料电池系统、储氢系统和整车毛利率大概 15-20%；
7) 没有特殊政策支持，如政府补贴、购置税减免、高速费减免等，产业完全实现市场化。

如图 23 所示，在以上的假设条件下，我们测算燃料电池重卡的全生命周期成本有望降到 442 万元，低于柴油重卡的 565 万元和天然气重卡的 466 万元，但仍略高于纯电重卡的 423 万元。燃料电池重卡经营成本分别在第 1.4 年和 3.6 年与柴油重卡和天然气重卡持平。此时，燃料电池重卡的经济性已经显著优于柴油重卡。值得一提的是，基于当前的柴油价格约 7.5 元/升和天然气价格约 5 元/公斤，天然气重卡全生命周期成本比柴油重卡少 100 万元左右。但中国天然气依赖进口，价格波动很大，如果天然气价格上升 20%至 6 元/公斤且其他条件不变，燃料电池重卡总体拥有成本将在第 1.9 年和天然气重卡持平。

虽然在中长期假设条件下，纯电重卡经济性仍稍好于燃料重卡，但纯电重卡续航里程短、充电时间长的问题限制了它的使用场景，仅适合于有固定充换电站点的短途作业。在长途运输领域，燃料电池重卡相较于纯电重卡的优势非常显著。我们认为固态电池技术或能解决纯电重卡里程和载重的问题，但仍无法解决充电时长的问题，且其相关技术突破仍具有不确定性。

图 23: 中长期假设下（不考虑难以预测的技术突破），49 吨燃料电池重卡和其他重卡的全生命周期成本对比分析

	燃料电池重卡	柴油重卡	天然气重卡	纯电重卡
续航里程（公里）	**1,200**	**1,300**	**1,300**	**250**
整车售价（万元）	**68**	**38**	**44**	**59**
整车成本（万元）	53	30	35	47
燃料电池系统	15	-	-	-
储氢系统	9	-	-	-
动力电池	1.8	-	-	19.0
电机电控、发动机等动力装置	8	10	15	8
车身	20	20	20	20
毛利率假设	15%	13%	13%	13%
购置税和其他杂费（万元）	5.2	3.2	3.6	4.7
燃料费用（万元）	**155**	**295**	**197**	**143**
百公里能耗（公斤，升，千瓦时）	6.5	33	33	150
补能价格（元/公斤，元/升，元/千瓦时）	20.0	7.5	5.0	0.8
年行驶里程（万公里）	170	170	170	170
使用年限（年）	7	7	7	7
维护费用（万元）	**41**	**54**	**47**	**43**
高速费用（万元）	**179**	**179**	**179**	**179**
每年高速费用（万元）	25.5	25.5	25.5	25.5
使用年限（年）	7	7	7	7
全生命周期使用成本合计（万元）	**442**	**565**	**466**	**423**

资料来源: 招银国际环球市场测算

从我们以上的分析涉及的假设和变量不难看出，各动力形式的重卡能否在长期取得绝对优势仍存在一定的变数，我们认为长期稳态的重卡市场动力形式格局在目前仍较难预测，但 2023 年中国燃料电池重卡的市占率仅 0.3%，而长途运输占据重卡需求的一半左右，我们可以期待燃料电池重卡出现指数级增长的可能性。

2026-2027 年有望出现燃料电池重卡行业拐点；基础设施配套是燃料电池重卡具备长期竞争力必不可少的条件

相较于乘用车消费者在做购车决策时会考虑品牌、设计、驾乘体验和智能化等多维度偏好，商用车使用者最主要甚至唯一的考虑因素只有车辆的全生命周期成本。一旦某种动力形式商用车相对其他动力形式出现成本优势，其市占率可能在较短时间占据主流地位。

在上述的测算中，基于免 1 年高速费的前提下，2026 年燃料电池重卡的全生命周期成本将比柴油重卡低 10%，如果加氢站建设能跟上需求，我们认为行业或将出现拐点的信号。因此，政府的支持不能仅局限于补贴层面，还要加快基础设施建设，同时引导行业标准的制定以尽可能地减少重复低效的投资。若缺乏完善的基础设施，燃料电池重卡相较于纯电重卡在长途运输方面的优势也将难以显现。

虽然目前国内约 2/3 的燃料电池需求来源于重卡，但近年来我们也看到一些新兴需求正在迅速增长，比如燃料电池作为充电站的储能，为乘用车提供离网快充，在用电高峰时可以减少电网负担。由于燃料电池产业仍处于早期阶段，我们不能排除新的需求会带来较大的市场增量，但从经济性及其他方面的测算来看，我们认为燃料电池在中国最早可能看到拐点的行业仍然在重卡行业。

免责声明及披露

分析员声明

负责撰写本报告的全部或部分内容之分析员，就本报告所提及的证券及其发行人做出以下声明：（1）发表于本报告的观点准确地反映有关于他们个人对所提及的证券及其发行人的观点；（2）他们的薪酬在过往、现在和将来与发表在报告上的观点并无直接或间接关系。

此外，分析员确认，无论是他们本人还是他们的关联人士（按香港证券及期货事务监察委员会操作守则的相关定义）（1）并没有在发表研究报告 30 日前处置或买卖该等证券；（2）不会在发表报告 3 个工作日内处置或买卖本报告中提及的该等证券；（3）没有在有关香港上市公司内任职高级人员；（4）并没有持有有关证券的任何权益。

招银国际环球市场或其关联机构曾在过去 12 个月内与本报告内所提及发行人有投资银行业务的关系。

招银国际环球市场投资评级

买入 ：股价于未来 12 个月的潜在涨幅超过 15%
持有 ：股价于未来 12 个月的潜在变幅在-10%至+15%之间
卖出 ：股价于未来 12 个月的潜在跌幅超过 10%
未评级 ：招银国际证券并未给予投资评级

招银国际环球市场行业投资评级

优于大市 ：行业股价于未来12 个月预期表现跑赢大市指标
同步大市 ：行业股价于未来12 个月预期表现与大市指标相若
落后大市 ：行业股价于未来 12 个月预期表现跑输大市指标

招银国际环球市场有限公司

地址: 香港中环花园道 3 号冠君大厦 45 楼 **电话:** (852) 3900 0888 **传真:** (852) 3900 0800

招银国际环球市场有限公司(“招银国际环球市场”)为招银国际金融有限公司之全资附属公司 (招银国际金融有限公司为招商银行之全资附属公司)

重要披露

本报告内所提及的任何投资都可能涉及相当大的风险。报告所载数据可能不适合所有投资者。招银国际环球市场不提供任何针对个人的投资建议。本报告没有把任何人的投资目标、财务状况和特殊需求考虑进去。而过去的表现亦不代表未来的表现，实际情况可能和报告中所载的大不相同。本报告中所提及的投资价值或回报存在不确定性及难以保证，并可能会受目标资产表现以及其他市场因素影响。招银国际环球市场建议投资者应该独立评估投资和策略，并鼓励投资者咨询专业财务顾问以便作出投资决定。

本报告包含的任何信息由招银国际环球市场编写，仅为本公司及其关联机构的特定客户和其他专业人士提供的参考数据。报告中的信息或所表达的意见皆不可作为或被视为证券出售要约或证券买卖的邀请，亦不构成任何投资、法律、会计或税务方面的最终操作建议，本公司及其雇员不就报告中的内容对最终操作建议作出任何担保。我们不对因依赖本报告所载资料采取任何行动而引致之任何直接或间接的错误、疏忽、违约、不谨慎或各类损失或损害承担任何的法律责任。任何使用本报告信息所作的投资决定完全由投资者自己承担风险。

本报告基于我们认为可靠且已经公开的信息，我们力求但不担保这些信息的准确性、有效性和完整性。本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，可能会随时调整，且不承诺作出任何相关变更的通知。本公司可发布其它与本报告所载资料及/或结论不一致的报告。这些报告均反映报告编写时不同的假设、观点及分析方法。客户应该小心注意本报告中所提及的前瞻性预测和实际情况可能有显着区别，唯我们已合理、谨慎地确保预测所用的假设基础是公平、合理。招银国际环球市场可能采取与报告中建议及/或观点不一致的立场或投资决定。

本公司或其附属关联机构可能持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并不时自行及/或代表其客户进行交易或持有该等证券的权益，还可能与这些公司具有其他投资银行相关业务联系。因此，投资者应注意本报告可能存在的客观性及利益冲突的情况，本公司将不会承担任何责任。本报告版权仅为本公司所有，任何机构或个人于未经本公司书面授权的情况下，不得以任何形式翻版、复制、转售、转发及或向特定读者以外的人士传阅，否则有可能触犯相关证券法规。

如需索取更多有关证券的信息，请与我们联络。

对于接收此份报告的英国投资者

本报告仅提供给符合(I)不时修订之英国 2000 年金融服务及市场法令 2005 年(金融推广)令(“金融服务令”)第 19(5) 条之人士及(II) 属金融服务令第 49(2) (a) 至(d) 条(高净值公司或非公司社团等)之机构人士，未经招银国际环球市场书面授权不得提供给其他任何人。

对于接收此份报告的美国投资者

招银国际环球市场不是在美国的注册经纪交易商。因此，招银国际环球市场不受美国就有关研究报告准备和研究分析员独立性的规则的约束。负责撰写本报告的全部或部分内容之分析员，未在美国金融业监管局（“FINRA”）注册或获得研究分析师的资格。分析员不受旨在确保分析师不受可能影响研究报告可靠性的潜在利益冲突的相关 FINRA 规则的限制。本报告仅提供给美国 1934 年证券交易法 (经修订) 规则 15a-6 定义的“主要机构投资者”，不得提供给其他任何个人。接收本报告之行为即表明同意接受协议不得将本报告分发或提供给任何其他人。接收本报告的美国收件人如想根据本报告中提供的信息进行任何买卖证券交易，都应仅通过美国注册的经纪交易商来进行交易。

对于在新加坡的收件人

本报告由 CMBI (Singapore) Pte. Limited （CMBISG）（公司注册号 201731928D）在新加坡分发。CMBISG 是在《财务顾问法案》（新加坡法例第 110 章）下所界定，并由新加坡金融管理局监管的豁免财务顾问公司。 CMBISG 可根据《财务顾问条例》第 32C 条下的安排分发其各自的外国实体，附属机构或其他外国研究机构篇制的报告。 如果报告在新加坡分发给非《证券与期货法案》（新加坡法例第 289 章）所定义的认可投资者，专家投资者或机构投资者，则 CMBISG 仅会在法律要求的范围内对这些人士就报告内容承担法律责任。 新加坡的收件人应致电（+65 6350 4400）联系 CMBISG，以了解由本报告引起或与之相关的事宜。