

附件 1

氢能综合应用试点申报要求和基础目标

城市群需结合自身产业基础和实际情况，科学、合理设定试点目标，并明确各试点年度可量化的细分目标。工业和信息化部、财政部、国家发展改革委将以各城市群上报的试点目标为依据进行考核验收。氢能综合应用试点各场景的建设内容、申报条件、试点目标、技术要求如下：

一、燃料电池汽车场景申报要求

（一）建设内容

以建设氢能高速公路、氢能走廊为主线，重点推动重载运输、冷链物流等燃料电池商用车规模化应用。鼓励开展公交客运、城市物流、城市环卫、渣土运输等车辆应用，探索公务车、网约车等燃料电池乘用车应用。推动催化剂、碳纸、质子交换膜等规模化装车应用，探索高压气态输氢、液氢、固态储氢等氢能储运技术示范应用，支持城市群通过示范应用推动技术迭代和创新，巩固提升产业链水平。科学规划布局加氢站，建立涵盖清洁低碳氢供给、加氢站建设运营、车辆推广应用等方面的支持政策体系，健全加氢站等项目审批和安全管理工作机制。

（二）申报条件

1. 具备燃料电池汽车示范应用经验，对以燃料电池汽车为氢能综合应用主要场景的城市群，原则上应已推广 1500

辆及以上燃料电池汽车，已建成并投运 10 座及以上加氢站且单站加氢能力 500 千克及以上；

2. 具备较强的清洁低碳氢资源保障能力，清洁低碳氢终端售价不高于 35 元/千克。

（三）试点目标

1. 对以燃料电池汽车为氢能综合应用主要场景的城市群，原则上应推广符合技术要求的燃料电池汽车规模超过 8000 辆，累计新建并投入运营加氢站超过 30 座；

2. 构建至少 1 条氢能高速公路或氢能走廊，沿线布局加氢站等基础设施；构建经济、稳定的车用氢能供给体系，终端用氢价格不高于 25 元/千克，部分优势地区力争降至 15 元/千克左右；鼓励 70MPa 加氢站建设运营；

3. 以燃料电池汽车多场景应用为牵引，做大做强燃料电池产业链，车辆搭载的电堆、膜电极、双极板、质子交换膜、催化剂、碳纸、空气压缩机、氢气循环系统等关键零部件至少 7 项实现规模应用，IV 型储氢瓶、瓶口阀等实现产业化；

4. 平均单车累计用氢运行里程超过 3 万公里。

（四）技术要求

试点推广的燃料电池汽车应满足以下要求：

1. 纯氢续驶里程 $\geq 350\text{km}$ ；乘用车氢耗 $\leq 1.5\text{kg}/100\text{km}$ ，10 米及以下中小型客车氢耗 $\leq 5\text{kg}/100\text{km}$ ，10 米以上大型客车氢耗 $\leq 7\text{kg}/100\text{km}$ ，4.5 吨及以下轻型货车氢耗 $\leq 3\text{kg}/100\text{km}$ ，4.5—12（含）吨中型货车氢耗 $\leq 5\text{kg}/100\text{km}$ ，12

—25（含）吨重型货车氢耗 $\leq 7\text{kg}/100\text{km}$ ，25—31（含）吨重型货车氢耗 $\leq 9\text{kg}/100\text{km}$ ，31吨以上重型货车氢耗 $\leq 10\text{kg}/100\text{km}$ 。燃料电池汽车氢气消耗量按照《燃料电池电动汽车能量消耗量及续驶里程试验方法》（GB/T 43252）相关要求进行测试；

2. 燃料电池乘用车采用燃料电池系统的额定功率 $\geq 30\text{kW}$ ，电堆额定功率密度 $\geq 3.5\text{kW}/\text{L}$ ，系统额定功率密度 $\geq 400\text{W}/\text{kg}$ ，低温冷起动温度 $\leq -30^\circ\text{C}$ ；燃料电池商用车采用燃料电池系统的额定功率 $\geq 50\text{kW}$ ，且与驱动电机的额定功率比值 $\geq 50\%$ ，电堆额定功率密度 $\geq 3.5\text{kW}/\text{L}$ ，系统额定功率密度 $\geq 400\text{W}/\text{kg}$ ，低温冷起动温度 $\leq -30^\circ\text{C}$ ；

3. 燃料电池乘用车生产企业应提供不低于8年或12万公里（以先到者为准，下同）的质保，商用车生产企业应提供不低于5年或20万公里的质保；

4. 车用氢气品质满足《质子交换膜燃料电池汽车用燃料氢气》（GB/T 37244）要求。

二、绿色氨醇场景申报要求

（一）建设内容

以提升绿色氨醇技术经济性、扩大下游消费为主线，创新应用柔性智能控制等先进技术，推进绿色氨醇规模化制取和应用。建立稳定的绿色合成氨、绿色甲醇等产品下游消纳渠道，探索可持续的商业化模式。一体化建设适应风电、光伏等波动特性的可再生能源制氢项目，推动电解槽规模应用

和技术迭代，因地制宜开展离网制氢。鼓励布局建设输氢管道等规模化氢储运基础设施。

（二）申报条件

1. 具备可再生能源制氢制绿氨或绿色甲醇项目建设运营经验。绿氨应用场景应有 1 个及以上建成或在建绿氨项目、产能不低于 10 万吨/年；绿色甲醇应用场景应有 1 个及以上建成或在建绿色甲醇项目、产能不低于 5 万吨/年；

2. 具备稳定的原材料供给和产品销售渠道，与上中下游企业签订绿氨、绿色甲醇产品供销等合作协议；

3. 具有丰富的可再生能源制氢资源，绿氨、绿色甲醇场景配套建成或在建的可再生能源制氢产能分别不低于 2 万吨/年、1 万吨/年。

（三）试点目标

1. 构建涵盖可再生能源制氢、绿氨、绿色甲醇产品及其下游消纳的完整产业链条，终端用氢价格不高于 25 元/千克；

2. 绿氨、绿色甲醇实际产量不低于设计产能的 60%，形成稳定的下游消纳渠道。

（四）技术要求

试点申报项目应满足以下要求：

1. 碱性水电解制氢系统（包含电源变换、气液分离及纯化）能耗 $\leq 5\text{kWh/Nm}^3$ ，电解槽电流提升/下降速率 $\geq 1\%/s$ ；质子交换膜（PEM）水电解制氢系统（包含电源变换、气液分离及纯化）能耗 $\leq 4.8\text{kWh/Nm}^3$ ，电解槽电流提升/下降速

率 $\geq 10\%/s$;

2. 绿氨、绿色甲醇生产系统分别实现 30%—110%、60%—110%的负荷动态调节。

三、氢基化工原料替代场景申报要求

(一) 建设内容

氢基化工原料替代以促进主要用氢行业碳减排为主线，重点在合成氨、合成甲醇等煤化工，以及炼化等石油化工领域，使用可再生能源制氢作为原料，实现对化石能源制氢的逐步替代。结合应用场景需求，建设可再生能源制氢项目，鼓励布局建设输氢管道等规模化氢储运基础设施。

(二) 申报条件

1. 具备氢基化工原料替代项目建设运营经验；有 1 个及以上已建成投产的氢基化工项目；
2. 具备稳定的原材料供给和产品销售渠道，上中下游企业间签订合作协议；
3. 具有丰富的可再生能源制氢资源，配套建成或在建的可再生能源制氢产能不低于 1 万吨/年。

(三) 试点目标

构建涵盖可再生能源制氢、绿色化工产品及其下游消纳的完整产业链条，终端用氢价格不高于 25 元/千克。

(四) 技术要求

试点申报项目应满足以下要求：

1. 碱性水电解制氢系统（包含电源变换、气液分离及纯

化) 能耗 $\leq 5\text{kWh/Nm}^3$, 电解槽电流提升/下降速率 $\geq 1\%/s$;
质子交换膜 (PEM) 水电解制氢系统 (包含电源变换、气液分离及纯化) 能耗 $\leq 4.8\text{kWh/Nm}^3$, 电解槽电流提升/下降速率 $\geq 10\%/s$;

2. 可再生能源制氢在氢基化工项目中的应用比例逐年提升, 第一、二、三、四年度分别不低于 5%、6%、8%、12%。

四、氢冶金场景申报要求

(一) 建设内容

以推动钢铁行业由高碳工艺向低碳工艺转变为主线, 推进氢能在冶金工艺中替代焦炭、煤粉等, 建设以富氢/纯氢气体为还原剂的低碳冶金装置, 开展低碳钢等产品的规模化生产。结合应用场景需求, 就近利用工业副产氢、可再生能源制氢等清洁低碳氢资源, 逐步提升清洁低碳氢在氢冶金中的应用规模。建立稳定的低碳钢等产品下游消纳渠道, 探索氢冶金产业化发展路径。

(二) 申报条件

1. 具备氢冶金项目建设运营经验, 具有 1 个及以上已建成或在建的氢冶金项目, 产能不低于 30 万吨/年;

2. 具备稳定的原材料供给和产品销售渠道, 上中下游企业间签订合作协议;

3. 具有较强的清洁低碳氢资源保障能力, 已建成或在建的清洁低碳氢产能不低于 1 万吨/年。

(三) 试点目标

1. 构建涵盖清洁低碳氢、氢冶金及下游低碳钢等产品消纳的完整产业链条，可再生能源制氢终端用氢价格不高于 25 元/千克，工业副产氢不高于 15 元/千克；

2. 氢冶金实际产量不低于设计产能的 70%，形成稳定的下游消纳渠道。

（四）技术要求

试点申报项目应满足以下要求：

1. 氢冶金项目入炉还原气氢含量不低于 50%；
2. 直接还原铁金属化率不低于 92%，对于以钒钛磁铁矿为原料的可放宽至直接还原铁金属化率不低于 90%。

五、掺氢燃烧场景申报要求

（一）建设内容

以推动工业和居民用热绿色化低碳化为主线，在保证安全可靠前提下，推动可再生能源制氢作为高品质热源，直接掺入天然气管网或工业锅炉、窑炉等设备，并逐步提高掺氢比例。

（二）申报条件

具备掺氢燃烧项目建设运营经验，已建成或在建 1 个及以上掺氢燃烧项目和 1 条及以上输氢管道；具有丰富的可再生能源制氢资源。

（三）试点目标

关键技术装备实现突破和产业化应用，终端用氢价格不高于 25 元/千克。

（四）技术要求

试点申报项目应满足以下要求：

1. 工业掺氢燃烧项目掺氢比例 $\geq 5\%$ ，用氢规模 ≥ 2000 吨/年；
2. 城镇燃气掺氢燃烧项目终端用户数量 ≥ 5 万户。

六、创新应用场景申报要求

（一）建设内容

开展氢能在轨道机车、船舶、矿卡、叉车、两轮车、航空器、备用电源、热电联供、新型储能、电子、制药等场景的创新应用，以场景规模化落地协同带动氢能关键技术创新能力提升、市场消纳扩容和成本持续下降。

（二）申报条件

具备氢动力轨道机车、船舶、矿卡、叉车、两轮车、航空器、备用电源、热电联供、新型储能、电子、制药等场景氢能应用项目建设运营经验，具有 1 个及以上已建成或在建的相关项目；具有较强的清洁低碳氢资源保障能力。

（三）试点目标

关键技术装备实现突破和产业化应用，电子、制药等场景氢气提纯前的供给价格不高于 25 元/千克。

（四）技术要求

试点申报项目应满足以下要求：

1. 燃料电池轨道机车、船舶、矿卡、叉车、两轮车、航空器、备用电源、热电联供、新型储能等应用场景，采用的

燃料电池系统低温冷起动温度 $\leq -30^{\circ}\text{C}$ （不包含船舶），耐久性试验2000h后额定参考电流下功率衰减幅度 $\leq 12\%$ ；

2. 燃料电池轨道机车、船舶、矿卡搭载的燃料电池系统额定功率 $\geq 100\text{kW}$ ，其中，船舶、轨道机车搭载的燃料电池系统额定功率与总驱动额定功率的比值 $\geq 20\%$ ，矿卡搭载的燃料电池系统额定功率与总驱动额定功率的比值 $\geq 50\%$ ；

3. 燃料电池航空器搭载的燃料电池系统额定功率 $\geq 5\text{kW}$ ，系统额定功率与总驱动额定功率的比值 $\geq 80\%$ ；叉车搭载的燃料电池系统额定功率 $\geq 10\text{kW}$ ，系统额定功率与总驱动额定功率的比值 $\geq 30\%$ ；

4. 燃料电池备用电源、热电联供、新型储能系统额定功率下的发电效率 $\geq 50\%$ ，其中，热电联供系统综合效率 $\geq 75\%$ ；

5. 电子、制药等场景氢源原则上应为可再生能源制氢。氢气提纯后，电子行业应用场景氢气纯度 $\geq 99.9999\%$ ；制药行业应用场景氢气纯度 $\geq 99.999\%$ 。