



中华人民共和国国家标准

GB/T XXXXX—XXXX
代替 GB/T 37244-2018

氢燃料质量要求

Hydrogen fuel quality — Product specification

(ISO 14687:2025, MOD)

(征求意见稿)

XXXX – XX – XX 发布

XXXX – XX – XX 实施

国家市场监督管理总局 发布
国家标准化管理委员会

目 次

前言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语定义和缩略语	1
3.1 术语和定义	1
3.2 缩略语	3
4 分类	3
4.1 类别	3
4.2 应用	3
5 质子交换膜燃料电池汽车用氢	4
5.1 技术要求	4
5.2 分析方法	4
5.3 取样	5
5.4 氢燃料质量控制	5
6 固定式质子交换膜燃料电池设备用氢和氢基燃料	5
6.1 技术要求	5
6.2 质量验证	6
6.3 取样	6
7 除质子交换膜燃料电池之外的其他设备用氢	7
7.1 技术要求	7
7.2 质量验证	8
7.3 取样	8
附录 A（资料性） 质子交换膜燃料电池汽车用氢中杂质选择的基本原理	10
附录 B（资料性） 质子交换膜燃料电池固定应用中边界点选择的指南	13
附录 C（资料性） 质子交换膜燃料电池固定应用中需检测氢杂质选择的依据	16
附录 D（资料性） 变压吸附技术及一氧化碳作为质子交换膜燃料电池固定应用指标的适用性	18
附录 E（资料性） A 级：非质子交换膜燃料电池道路车辆及固定应用用气态氢——参数选择及数值规定的依据	19
附录 F（资料性） 内燃机用氢质量	21
参考文献	25

前 言

本文件按照GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件修改采用ISO 14687:2025《氢燃料质量 产品规范》。

本文件代替GB/T 37244-2018《质子交换膜燃料电池汽车用燃料 氢气》，与GB/T 37244-2018相比，除结构调整和编辑性改动外，主要技术变化如下：

- 扩大了标准范围，从氢气扩展为氢气和氢基燃料、液氢和浆氢；
- 增加了氢分类，见第4章；
- 整合了GB/T 37244-2018和GB/T 40045-2021，关于质子交换膜燃料电池汽车用氢质量要求，见第5章；
- 相比ISO 14687增加了氢中杂质的检测分析方法，见第5.2节；
- 增加了固定式质子交换膜燃料电池设备用氢要求，见第6章；
- 增加了除质子交换膜燃料电池设备之外的其他设备用氢要求，见第7章。

本文件由氢能标准化技术委员会（SAC/TC 309）提出并归口。

本文件起草单位：

本文件主要起草人：

本标准首次修订。

氢燃料质量要求

1 范围

本文件规定了氢燃料的分类、质子交换膜燃料电池汽车用氢、固定式质子交换膜燃料电池设备用氢、除质子交换膜燃料电池设备之外的其他设备用氢的技术要求、质量验证等要求。

本文件适用于交通、工业、民用、航空、航天等领域氢气、液氢、浆氢燃料。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB/T 43361-2023 气体分析 道路车辆用质子交换膜燃料电池氢燃料分析方法的确认

GB/T 44238-2024 质子交换膜燃料电池汽车用氢气 氢、氩、氮和烃类的测定 气相色谱法

GB/T 44242-2024 质子交换膜燃料电池汽车用氢气 无机卤化物、甲酸的测定 离子色谱法

GB/T 44243-2024 质子交换膜燃料电池汽车用氢气 含硫化合物、甲醛和有机卤化物的测定 气相色谱法

GB/T 44244-2024 质子交换膜燃料电池汽车用氢气 一氧化碳、二氧化碳的测定 气相色谱法

GB/T 44262-2024 质子交换膜燃料电池汽车用氢气采样技术要求

3 术语定义和缩略语

3.1 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1.1

边界点 boundary point

氢燃料供应商与质子交换膜燃料电池系统之间的点。

3.1.2

组分 constituent

氢燃料中的非氢物质。

3.1.3

杂质 contaminant

对燃料电池系统产生不利影响的物质。

3.1.4

客户 customer

燃料电池生产方。

3.1.5

检出限 detection limit

定量分析中，仪器能确切反应的输出量的最小值。

3.1.6

测定限 determination limit

在限定误差能满足预定要求的前提下,用特定方法能够准确定量待测物质的最大浓度或量。

3.1.7

燃料电池 fuel cell

将外部供应的燃料和氧化剂中的化学能通过电化学反应直接转化为电能、热能和其他反应产物的发电装置。

3.1.8

燃料电池系统 fuel cell system

包括燃料电池堆和燃料电池辅助系统,在外接氢源的情况下可以正常工作。

3.1.9

燃料电池发电系统 fuel cell power system

用燃料电池模块通过电化学过程将反应物(燃料和氧化剂)的化学能转化为电能(直流或交流电)和热能的系统。

3.1.10

氢气 gaseous hydrogen

以气态形式存在的氢分子。

3.1.11

氢基燃料 hydrogen-based fuel

含有特定浓度氢气的气体。

3.1.12

氢纯度 hydrogen fuel index

氢含量摩尔分数。

3.1.13

氢燃料供应设备 hydrogen fuel supply equipment

用于运输或现场生产氢燃料的设备。

3.1.14

不可逆影响 irreversible effect

对燃料电池产生永久性影响,无法恢复。

3.1.15

液氢 liquid hydrogen

以液态形式存在的氢。

3.1.16

颗粒物 particulate

固态或液态颗粒状物质。

3.1.17

可逆影响 reversible effect

对燃料电池产生影响,且可恢复。

3.1.18

浆氢 slush hydrogen

3.1.19

系统集成 system integrator

由系统部件到整个系统的逐级装配。

3.2 缩略语

PEM 质子交换膜

FCEV 燃料电池电动汽车

4 分类

4.1 类别

氢燃料按以下类型和等级进行分类：

- a) Type I（A、B、C、D、E 和 F 级）：氢气和氢基燃料；
- b) Type II（C 和 D 级）：液氢；
- c) Type III：浆氢。

4.2 应用

不同类型氢的典型应用场景见表1。

表 1 氢和氢基燃料的典型应用分类

类型	等级	类别	应用
I 气态	A	—	民用和商用燃烧设备（例如：锅炉、灶具和类似用途设备）用氢气
	B	—	除质子交换膜燃料电池之外的工业发电和供热设备用氢气
	C	—	除质子交换膜燃料电池之外的飞机和航天飞行器地面支持系统用氢气
	D ^{a, b, c}	—	质子交换膜燃料电池汽车用氢气
	E	质子交换膜燃料电池固定式设备	
		1	氢基燃料
		2	氢气
	F ^c	内燃机设备	
		1	内燃机汽车用氢气
		2	内燃机固定式设备用氢气
II 液态	C	—	飞机和航天飞行器推进系统和供电设备用液氢；非道路车辆用液氢
	D ^{a, b, c}	—	质子交换膜燃料电池汽车用液氢
III 浆态	—	—	飞机和航天飞行器推进系统用浆氢

^a D型也可能用于车辆和固定式的其他燃料电池设备和内燃机设备，包括车载和非车载；

^b D型也可用于质子交换膜燃料电池固定式设备替代E型2类；

^c 燃料电池可能被低类型的请污染。通过喷嘴和接收器的几何形状确保对F型加注的保护。ISO 17268-1中描述了几何形状。在供应链和加注过程中要防止交叉污染。

注：生物和其他来源的氢气可能包含额外的成分（例如硅氧烷或汞），这些成分可能会影响各种应用的性能，特别是质子交换膜（PEM）燃料电池。然而，由于信息不足，这些成分并未包含在下列相关规定中。

5 质子交换膜燃料电池汽车用氢

5.1 技术要求

加氢枪出口、质子交换膜燃料电池汽车用氢(D型氢)应符合表2的规定。燃料品质不依赖于生产工艺和原料。没有列出的污染物不能保证不存在。杂质限定的理由见附录A。

表2 质子交换膜燃料电池汽车用氢

组成 ^a	Type I (气态), Type II (液态) D类
氢纯度(最小摩尔分数) ^b	99.97%
非氢总量(最大值)	300 μmol/mol
杂质组分最大允许含量	
水分(H ₂ O) ^c	5 μmol/mol
除甲烷之外的碳氢化合物(以C1计) ^{a,d}	2 μmol/mol
甲烷(CH ₄)	100 μmol/mol
氧(O ₂)	5 μmol/mol
氦(He)	300 μmol/mol
氮气(N ₂)	300 μmol/mol
氩气(Ar)	300 μmol/mol
二氧化碳(CO ₂)	2 μmol/mol
一氧化碳(CO) ^e	0.2 μmol/mol
硫化物(以S1计) ^{a,f}	0.004 μmol/mol
甲醛(HCHO) ^e	0.2 μmol/mol
氨(NH ₃)	0.1 μmol/mol
卤化物(卤化物当量) ^{a,g}	0.05 μmol/mol
最大颗粒物浓度 ^h	1 mg/kg
^a 对于表中明确列出的组分,例如除甲烷、硫化物和卤化物之外的碳氢化合物的含量之和应小于等于可接受的限值。 ^b 氢纯度是通过计算得到的,用100 mol减去表中列出的非氢物质的摩尔量,以摩尔百分数计。 ^c 水的限值是基于70MPa, -40℃预冷的加氢站提出的。对于35MPa, 预冷温度-26℃的加氢站,水的限值可以放宽至7 μmol/mol,这是基于19880-8中关于氢气质量管控的要求,保证不出现凝结水。也需考虑质子交换膜燃料电池汽车的温度和压力。 ^d 碳氢化合物(除甲烷)包括含氧有机物(例如甲酸)。除甲烷之外的碳氢化合物应通过19880-8的氢质量控制计划来确定。碳氢化合物(除甲烷)以C1当量计(μmol/mol)。 ^e 一氧化碳(CO)和甲醛(HCHO)总量不应超过0.2μmol/mol。 ^f 氢中可能存在硫化物(例如:天然气中常见的H ₂ S, COS, CS ₂ 和硫醇),应通过19880-8的氢质量控制计划来确定。硫化物以S1当量计(μmol/mol)。 ^g 氢中可能存在卤化物(例如: HCl和有机氯(R-Cl),应通过19880-8的氢质量控制计划来确定。卤化物以卤化物当量计(μmol/mol)。 ^h 颗粒物包含固态和液态颗粒,可能含有油雾。应安装过滤器防止大颗粒物影响车辆部件,加氢枪出口不应出现可视的油污。	

5.2 分析方法

- 5.2.1 氢中杂质分析方法应用符合 GB/T 43361-2023 的规定。
- 5.2.2 水含量的测定按 GB/T 5832.2-2016 第 6 章规定的方法进行。允许采用其他等效方法，当测定结果有异议时，以 GB/T 5832.2-2016 规定的方法为仲裁法。
- 5.2.3 烃类、氫、氫、氮含量的测定按 GB/T 44238 规定的方法进行。允许采用其他等效方法，当测定结果有异议时，以 GB/T 44238 规定的方法为仲裁法。
- 5.2.4 氧含量的测定按 GB/T 6285-2016 第 6 章规定的方法进行。允许采用其他等效方法，当测定结果有异议时，以 GB/T 6285-2016 规定的方法为仲裁法。
- 5.2.5 二氧化碳、一氧化碳含量的测定按 GB/T 44244 规定的方法进行。允许采用其他等效方法，当测定结果有异议时，以 GB/T 44244 规定的方法为仲裁法。
- 5.2.6 硫化物含量的测定按 GB/T 44243 规定的方法进行。允许采用其他等效方法，当测定结果有异议时，以 GB/T 44243 规定的方法为仲裁法。
- 5.2.7 甲醛含量的测定按 GB/T 44243 规定的方法进行。允许采用其他等效方法，当测定结果有异议时，以 GB/T 44243 规定的方法为仲裁法。
- 5.2.8 氮含量的测定按 GB/T 14669-1993 第 6 章规定的方法进行。允许采用其他等效方法，当测定结果有异议时，以 GB/T 14669-1993 规定的方法为仲裁法。
- 5.2.9 颗粒物含量的测定按 GB/T 15432-1995 第 5 章规定的方法进行。允许采用其他等效方法，当测定结果有异议时，以 GB/T 15432-1995 规定的方法为仲裁法。
- 5.2.10 无机卤化物含量的测定按 GB/T 44242 规定的方法进行。允许采用其他等效方法，当测定结果有异议时，以 GB/T 44242 规定的方法为仲裁法。

5.3 取样

高压氢气取样应符合GB/T 44262的规定。

5.4 氢燃料质量控制

氢燃料质量控制方法应符合ISO 19880-8的规定。

6 固定式质子交换膜燃料电池设备用氢和氢基燃料

6.1 技术要求

固定式质子交换膜燃料电池设备用氢和氢基燃料应符合表3的规定。氢采样点位置位于氢燃料供应系统和质子交换膜燃料电池发电系统之间。

- I 型E级氢和氢基燃料分为两类：
- I 型 E 级 1 类为氢基燃料；
 - I 型 E 级 2 类为氢气。

表 3 固定式燃料电池设备用氢

组成 ^a	Type I（气态），E级	
	1类	2类
氢纯度（最小摩尔分数） ^b	50%	99.9%
非氢总量（最大值）	50%	0.1%
水（H ₂ O） ^c	环境条件下不出现凝结水	环境条件下不出现凝结水
杂质组分最大允许含量 ^d		

组成 ^a	Type I (气态), E级	
除甲烷之外的碳氢化合物 (以C1计) ^{a,e}	10 $\mu\text{mol/mol}$	2 $\mu\text{mol/mol}$
甲烷 (CH_4)	5% (摩尔分数)	100 $\mu\text{mol/mol}$
氧 (O_2)	200 $\mu\text{mol/mol}$	50 $\mu\text{mol/mol}$
氮气 (N_2)、氩气 (Ar)、氦 (He) ^a (摩尔分数)	50%	0.1%
二氧化碳 (CO_2)	包含在非氢气体中	2 $\mu\text{mol/mol}$
一氧化碳 (CO) ^e	10 $\mu\text{mol/mol}$	0.2 $\mu\text{mol/mol}$
硫化物 (以S1计) ^{a,f}	0.004 $\mu\text{mol/mol}$	0.004 $\mu\text{mol/mol}$
甲醛 (HCHO) ^e	3 $\mu\text{mol/mol}$	0.2 $\mu\text{mol/mol}$
氨 (NH_3)	0.1 $\mu\text{mol/mol}$	0.1 $\mu\text{mol/mol}$
卤化物 (卤化物当量) ^{a,g}	0.05 $\mu\text{mol/mol}$	0.05 $\mu\text{mol/mol}$
最大颗粒物浓度 ^h	1 mg/kg	1 mg/kg

^a 对于表中明确列出的组分, 例如除甲烷、硫化物和卤化物之外的碳氢化合物的含量之和应小于等于可接受的限值。

^b 氢纯度是通过计算得到的, 用100 mol减去表中列出的非氢物质的摩尔量, 以摩尔百分数计。

^c 每种场景都需要根据可能出现的最低环境温度和最高储氢压力来确定允许的水含量限值。

^d 杂质含量最大值除以气体总量的技术是基于干基。

^e 碳氢化合物 (除甲烷) 包括含氧有机物 (例如甲酸)。除甲烷之外的碳氢化合物应通过19880-8的氢质量控制计划来确定。碳氢化合物 (除甲烷) 以C1当量计 ($\mu\text{mol/mol}$)。

^f 一氧化碳 (CO) 和甲醛 (HCHO) 总量不应超过0.2 $\mu\text{mol/mol}$ 。

^g 氢中可能存在硫化物 (例如: 天然气中常见的 H_2S , COS , CS_2 和硫醇), 应通过19880-8的氢质量控制计划来确定。硫化物以S1当量计 ($\mu\text{mol/mol}$)。为了防止燃料电池性能衰退, 硫化物含量限值可设为0.0001 $\mu\text{mol/mol}$ 。

^h 氢中可能存在卤化物 (例如: HCl 和有机氯 (R-Cl)), 应通过19880-8的氢质量控制计划来确定。卤化物以卤化物当量计 ($\mu\text{mol/mol}$)。

6.2 质量验证

6.2.1 一般要求

质量控制过程应采用6.3.1规定的方法进行采样。表3中列出的待分析的杂质组分取决于制氢方法。根据本文件进行的所有分析应采用气体校准标准 (其他校准装置), 通过国家标准可追溯至国际单位系统 (SI)。

注: ISO 21087提供了分析方法指南。

6.2.2 定量测试分析方法

应确定试验的频率和合格试验的分析要求。在确定测试频率和待测试成分时, 应适当考虑氢气供应的一致性。

6.2.3 报告结果

测试报告至少应包括所使用的分析方法、仪器的检测限、检出线、测试结果和取样日期。

6.3 取样

6.3.1 取样量

在可能的情况下，单个样品容器中的氢含量应该足以对氢燃料质量细节进行详细分析。如果单个样品没有包含足够的氢量来进行评估质量水平所需的所有分析，则应在类似的条件下从同一批次采集额外的样品。如果要进行多次试验，可能需要大样本或压力较大的样品。

6.3.2 取样点

应建立一个边界点，以使气体样品能够代表PEM燃料电池动力系统内的氢气支持物。

6.3.3 取样过程

气态氢样品应代表氢供应，通过合适的连接从边界点提取到合适大小的样品容器中。在边界点和样品容器之间不得引入氢燃料（可能使用合适的容器）。

样品容器内的残留气体，以确保取样氢气未受污染。如果不可能进行疏散，则样品容器应采用重复清洗周期的方式进行清洗。

取样的气体是易燃的。应采取各种措施，避免出现危险情况。

6.3.4 氢气中的颗粒物

在实际氢气供应条件下，在相同条件下使用过滤器。应采取适当的措施，使样品气体不受来自连接装置和/或周围空气的颗粒的污染。

7 除质子交换膜燃料电池之外的其他设备用氢

7.1 技术要求

除PEM燃料电池车辆和固定式设备之外的氢质量应符合表4的要求。空白表示没有最大限制特征。在所列质量水平中，最大限制特性的限制并不意味着该成分存在或不存在，而仅仅表明符合本文件没有限制。

表4 除 PEM 燃料电池汽车和固定式应用之外的氢能应用的燃料质量要求

组成 ^a	Type I（气态）			Type II（液态）	Type III（浆态）
	A级	B级	C级	C级	
氢纯度（最小摩尔分数） ^b	98.0 %	99.90 %	99.995 %	99.995 %	99.995 %
仲氢含量（最小摩尔分数）	—	—	—	95.0 %	95.0 %
杂质组分最大允许含量					
总非氢组分	2 % （摩尔分数）	1000 μmol/mol	50 μmol/mol	50 μmol/mol	—
水（H ₂ O）	250 μmol/mol ^c 60 μmol/mol ^c	250 μmol/mol ^c 60 μmol/mol ^c	d	d	—
除甲烷之外的碳氢化合物（以C1计） ^e	100 μmol/mol	在所有环境条件下不出现凝结	d	d	—
氧气（O ₂ ）	f	100 μmol/mol	g	g	—
氩气（Ar）	f		g	g	—

组成 ^a	Type I（气态）			Type II（液态）	Type III（浆态）
	A级	B级	C级	C级	
氮气（N ₂ ）	f	400 μmol/mol	d	d	—
氦（He）	—	—	39 μmol/mol	39 μmol/mol	—
二氧化碳（CO ₂ ）	f	—	h	h	—
一氧化碳（CO）	20 μmol/mol	—	h	h	—
硫化物（以S1计）	7 μmol/mol ⁱ	10 μmol/mol	—	—	—
永久性颗粒物	j	k	k	k	—

^a 对于分组列出的组分（例如除甲烷之外的碳氢化合物和硫化物），各组分的含量之和应小于等于可接受的限值。

^b 氢纯度通过用 100 摩尔百分数减去本表中的“非氢气体总量”（以摩尔百分数表示）计算得出。

^c 为防止在预期温度范围内出现凝结，最高工作压力≤1 MPa 时，该数值为 250 μmol/mol；最高工作压力>1 MPa 时，该数值为 60 μmol/mol。

^d 氮气、水分和碳氢化合物总量：最大值为 9 μmol/mol。

^e 除甲烷之外的碳氢化合物包括含氧有机物，应以碳 1（C1）当量计（μmolC/mol）。

^f 氧气、氮气、氩气和二氧化碳总量：最大摩尔分数为 1.9%（19000 μmol/mol）。

^g 氧气和氩气总量：最大值为 1 μmol/mol。

^h 二氧化碳和一氧化碳总量：最大值为 1 μmol/mol。

ⁱ 硫化物不包括加臭剂中的硫，应以硫 1（S1）当量计（μmolS/mol）。注：加臭处理属于国家层面管控的安全事项，国家相关要求可允许其含量分数高于 7 μmol/mol。

^j 氢气中不得含有足以损坏民用 / 商用燃烧设备的粉尘、沙粒、污垢、胶质、油类或其他物质。

^k 应根据具体应用场景合理确定。

7.2 质量验证

7.2.1 一般要求

供应商应按照标准惯例，确保对氢气质量水平的验证。取样和控制程序见第7.3节。

注1：附录E说明了表4中所指定杂质的选取理由。

注2：ISO 21087可作为表4中污染物分析方法验证方案的指导文件。

7.2.2 产品测试

生产合格试验是对产品进行的单一分析或一系列分析，以确保生产设施的可靠性，以提供所需质量水平的氢化物。该生产认证可以通过验证供应商的产品分析记录来实现，或者，如果需要，通过按照供应商和客户商定的适当时间间隔对工厂的产品代表性样品进行分析来实现。生产资格测试可由供应商或由供应商和客户之间商定的实验室进行。

7.3 取样

7.3.1 取样量

单个样品容器中的氢含量应足以对燃料质量规范进行分析。如果单个样品没有包含足够的氢量来进行评估质量水平所需的所有分析，则应在类似条件下取来自同一样台的额外样品。

7.3.2 气体取样

气体样品应代表氢气供应。样品应使用以下程序之一获得。

- a) 在同一支管上，以相同的方式同时填充样品容器和交货容器。
- b) 通过合适的连接从供应容器中提取样品进入样品容器。
- c) 出于安全考虑，样品容器和取样系统的额定使用压力应至少等于供应容器内的压力。
- d) 使用合适的压力调节器将被取样的容器直接连接到分析设备上，以防止该设备过压。
- e) 从批次填充的集装箱中选择一个有代表性的集装箱。

7.3.3 液体取样（蒸发）

蒸发后的液体样品应代表液氢供应。用户应获得以下程序之一：

- a) 在取样线中蒸发供应容器中的液氢；
- b) 通过将液氢从供应容器流入或通过合适的容器，在其中收集活性样品，然后汽化。

警示 —— 由于液氢的蒸发率极高，操作时必须格外小心，以防样品容器内产生超压。

附录 A

(资料性)

质子交换膜燃料电池汽车用氢中杂质选择的基本原理

A.1 概述

本附录简要描述了杂质对电池堆、燃料电池部件及整个燃料电池动力系统的影响。详细信息可查阅相关文献和期刊出版物。需注意，本附录涉及出版时已知的杂质及其对燃料电池动力系统的影响，不排除存在其他未明确的杂质。此外，多数研究仅针对单一杂质的影响，不同杂质组合对燃料电池动力系统的作用仍需开展基础性研究。

A.2 惰性气体

氩 (Ar)、氮 (N_2) 等惰性气体的主要影响是通过稀释效应 (稀释氢气) 和惯性 (扩散) 效应降低电池电压。然而，结合阈值电流电池堆设计，燃料电池部件及动力系统不会受到惰性成分的不利影响。高浓度惰性气体将导致功率损失、燃料消耗增加及效率下降；此外，高惰性气体浓度引发的氢气匮乏可能造成燃料电池堆永久性损坏或车辆停机。惰性气体将在阳极回路中累积，影响排气和循环鼓风机控制。另有研究表明，氮气的存在会阻碍吸附态一氧化碳 (CO) 从阳极催化剂表面脱附。需注意，惰性气体还可能影响氢气加注质量计量仪器的准确性。

A.3 氧气

氧气会对燃料电池阳极产生不利影响，但产生该影响的浓度阈值尚未完全明确。较高浓度的氧气可能影响金属氢化物存储材料的性能。

A.4 二氧化碳

二氧化碳 (CO_2) 的污染效应取决于其浓度、燃料电池运行条件及阳极催化剂组成。首先，二氧化碳会稀释氢气，影响燃料电池动力系统的排气和循环鼓风机控制；其次，极高浓度的二氧化碳可能通过逆水煤气变换反应催化转化为一氧化碳，进而导致催化剂中毒；此外，氢气中同时存在一氧化碳和二氧化碳时，会对电池性能产生累积影响。二氧化碳还可能对采用金属氢化物合金的车载储氢系统造成不利影响。

A.5 一氧化碳

一氧化碳是严重的催化剂毒物，会对燃料电池动力系统性能产生不利影响。一氧化碳与铂 (Pt) 活性位点强结合，导致可用于氢气吸附和氧化的有效电化学表面积减少。催化剂中毒效应与一氧化碳浓度、暴露时间、电池运行温度及阳极催化剂类型密切相关。尽管可通过膜电极组件材料选择、系统设计与运行等缓解策略逆转一氧化碳对燃料电池的影响，但一氧化碳对性能的长期影响仍备受关注。为优化成本而降低催化剂载量，以及更长的氢气保护时间，均会导致中毒效应更为严重。因此，氢燃料中一氧化碳含量需控制在极低水平。。

A.6 甲烷

甲烷是极少数不会污染质子交换膜燃料电池的烃类物质，其不与催化剂发生反应，主要影响为稀释氢气，需重点关注该效应。

A.7 水

由于结冰问题，水会对氢气加注系统、车载储氢罐系统或燃料电池部件造成影响。过量水分可能以液态形式存在，导致金属部件腐蚀；即使少量水分也可能对部件产生严重影响。此外，水会影响电池堆功能：水可作为水溶性杂质的传输介质，尤其当以气溶胶形式存在时，可作为钠（ Na^+ ）、钾（ K^+ ）、钙（ Ca^{2+} ）、铯（ Cs^+ ）、铵（ NH_4^+ ）等阳离子的溶剂。这些阳离子会吸附并阻塞离聚物的官能团，从而降低膜的质子传导率。仅当水量极大时，才会对电池堆造成影响，可能引发水管理问题，限制电流输出并导致过电势升高。在系统整个运行条件下，水应保持气态。据信，水会通过放热反应影响金属氢化物的生命周期。

A.8 硫化物

含硫化物是严重的催化剂毒物，即使在极低浓度下也会导致燃料电池性能不可逆衰减。需重点关注的特定含硫化物包括：硫化氢（ H_2S ）、二氧化硫（ SO_2 ）、羰基硫（ COS ）、二硫化碳（ CS_2 ）、甲硫醇（ CH_3SH ）等，此外可能存在其他含硫化物。含硫物质吸附于催化剂活性位点，阻碍氢气在催化剂表面的吸附，导致性能显著下降。吸附态含硫化物反应生成稳定性极强的硫化铂，使得催化剂无法从污染状态中恢复。低催化剂载量对含硫化物引发的催化剂中毒更为敏感。

A.9 氨

氨污染会通过降低离聚物的质子传导率，导致燃料电池性能不可逆衰减。氨（ NH_3 ）迁移至膜内并与质子反应生成铵离子（ NH_4^+ ），铵离子吸附并阻塞离聚物的官能团。性能衰减程度取决于氨浓度和暴露时间；此外，氨吸附于催化剂表面并阻塞活性位点，也会导致性能下降。

A.10 烃类

不同烃类对燃料电池性能的影响存在差异，主要影响为吸附于催化剂层，减少催化剂表面积，进而降低电池性能。影响程度取决于烃类类型：通常，芳香烃、酸类和醛类比其他烃类更易吸附于催化剂表面，阻碍氢气接触，导致性能衰减。密封件和软管中可能含有的邻苯二甲酸酯、角鲨烯和芥酸酰胺会对电池堆侧造成不良影响。如A.6所述，甲烷被视为惰性成分，其主要影响为稀释氢气流。

A.11 甲醛

甲醛（ HCHO ）对燃料电池性能的影响与一氧化碳类似：甲醛吸附于阳极电催化剂，导致性能衰减，但其吸附强度弱于一氧化碳。通过调整电池电压和纯氢吹扫，可恢复甲醛造成的污染。因此，甲醛可被视为可逆污染物，其对燃料电池的影响与一氧化碳相当。低催化剂载量对甲醛引发的催化剂中毒更为敏感。

A.12 卤代化合物

卤代化合物吸附于催化剂层，减少催化表面积，导致电池性能下降，且该效应不可逆。卤代化合物的潜在来源包括海水电解、氯碱生产工艺、加工过程中使用的制冷剂及清洁剂等。例如，氯离子会通过形成可溶性氯络合物促进铂的溶解，随后沉积于燃料电池膜中。

A.13 氦气

氦气的主要影响是通过惰性成分的稀释效应（稀释氢气）和惯性（扩散）效应降低电池电势。需注意，氢气传感器会受到氦气的干扰；高浓度惰性气体还可能影响排气和循环鼓风机控制。当前电池堆设计不会受到高浓度氦气的不利影响，但高浓度氦气仍会导致功率损失、燃料消耗增加及燃料电池效率下降。

A.14 固体和液体颗粒物（气溶胶）

气溶胶是分散在气体中的固体和/或液体颗粒。这些颗粒物可能在氢燃料的生产、储存或配送过程中引入。规定固体和液体颗粒的最大浓度，是为了确保过滤器不会堵塞，且固体和液体颗粒不会进入燃料系统，以免影响燃料系统组件和/或燃料电池堆。目前尚未明确颗粒的最大尺寸，但应在加氢站标准和/或ISO 14687中D级的未来修订版中予以规范。颗粒尺寸应尽可能减小。

加氢站配备多种运行流体，这些流体与固体颗粒物会对燃料电池堆、燃料电池组件及整个燃料电池动力系统产生影响。这类颗粒物源于加氢站的运行过程，会造成严重危害。此类物质包括清洁剂、油类、润滑油、硅氧烷、离子液体、离子液体的分解产物、添加剂、金属、金属氧化物及金属离子。其中一个影响是：这些物质会吸附在燃料电池催化剂的活性位点上，阻碍氢气在催化剂表面的吸附，进而导致性能显著下降。其他影响还包括膜的质子传导性降低、对储存系统的干扰，以及对氢气传感器的干扰。通常应尽可能减少运行流体的使用；若必须使用，加氢站需采取措施，防止这些运行流体污染车辆的燃料电池动力系统。

气溶胶造成的污染问题极为关键，以下以四价锡的氧化物（二氧化锡 SnO_2 ）作为模型物质的示例可佐证这一点。这种重金属氧化物在20℃下呈固态，摩尔质量 $M_{\text{SnO}_2}=150.69 \text{ g/mol}$ ，密度 $\rho_{\text{SnO}_2}=6.95 \text{ g/cm}^3$ 。假设颗粒为球形、直径 $d_{\text{particle}}=0.1 \text{ }\mu\text{m}$ ，并结合阿伏伽德罗常数 $N_A=6.022 \times 10^{23} \text{ mol}^{-1}$ ，可计算出该颗粒中 SnO_2 分子的数量 n_{SnO_2} ，计算过程如下：

$$n_{\text{SnO}_2} = \frac{\pi \cdot d_{\text{particle}}^3 \cdot \rho_{\text{SnO}_2}}{6 \cdot 10^{15} \cdot M_{\text{SnO}_2}} \cdot N_A \quad (\text{A. 1})$$

$$n_{\text{SnO}_2} = 1.45 \times 10^7 \quad (\text{A. 2})$$

这1450万个二氧化锡分子可能对微电子结构造成不可逆影响。因此，必须在加注喷嘴附近过滤掉所有固体和液体颗粒物，防止其对燃料电池动力系统产生影响。

附录 B

(资料性)

质子交换膜燃料电池固定应用中边界点选择的指南

B.1 目的

本指南旨在协助确定边界点及该点氢质量的责任方。

B.2 制氢指南

氢气及氢基燃料的生产方式多样，包括化石燃料或其他烃类重整、纯水或碱性水电解、多种生物方法等。氢气及氢基燃料可现场小规模生产，或异地大规模生产后，通过加压或液态形式输送至使用点。

B.3 采样点氢质量责任方的确定

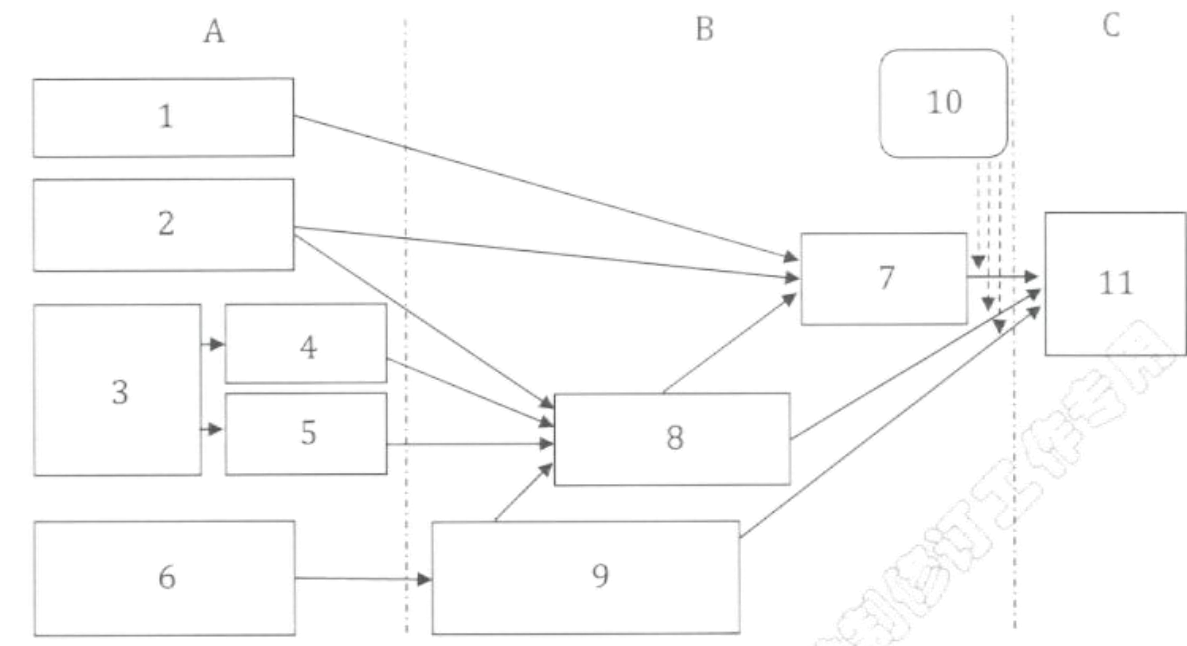
向燃料电池动力系统供应氢气可能涉及多个参与方。以下文本和图表为示例参考，并非详尽无遗。采用不同设备或氢原料的氢气输送系统，应以此类示例为基础，确定边界点（及必要时的额外采样点）的氢质量责任方。

参与氢气供应并承担相关责任的示例方包括：

- 气态氢供应商（如钢瓶、集装格或长管拖车供应）；
- 过滤/净化系统供应商；
- 液态氢供应商；
- 管道输氢分销商；
- 重整器制造商；
- 电解槽制造商。

根据氢气供应形式，系统集成商可能需要在氢源与燃料电池动力系统入口之间配置设备。此类设备（如图B.1所示）可包括（如适用）：

- 调压器；
- 液态氢储存设备、低温泵和汽化器；
- 气态氢缓冲储存设备；
- 从氢源到燃料电池动力系统入口的额外集管。



- A-氢气供应
B-系统集成
C-燃料电池动力系统
1-管道输送
2-钢瓶或长管拖车输送
3-公用设施供应（天然气、电力、水等）
4-燃料处理系统
5-电解槽
6-卡车输送（液态氢）
7-调压器
8-气态氢缓冲设备
9-液态氢储存设备、低温泵、汽化器
10-边界点（采样用）
11-质子交换膜燃料电池动力系统

图 B. 1

需明确：系统集成商对燃料电池动力系统入口前边界点的氢质量负责。若系统集成商与燃料电池动力系统运营商为同一方，氢供应商与客户应通过协议确定一个或多个符合氢质量要求的替代采样点。

若系统集成商同时担任氢供应商，则除非氢供应商与客户另有协议约定，否则边界点的氢质量责任由氢供应商承担。

若系统集成商与氢供应商为不同方，则边界点的氢质量责任由系统集成商承担。在此情况下，氢供应商、系统集成商与客户应通过协议确定氢气供应的分析要求（检测周期、杂质项目及适当的接口测试点）。

若氢供应商提供部分现场系统集成服务，但不直接与燃料电池动力系统对接，则氢供应商负责在其与连接燃料电池动力系统的额外设备的接口处满足氢质量要求，而与燃料电池动力系统对接的集成商负责边界点的氢质量分析要求。系统集成商与氢供应商应通过协议明确系统相关额外采样点的分析要求（检测周期、杂质项目）。

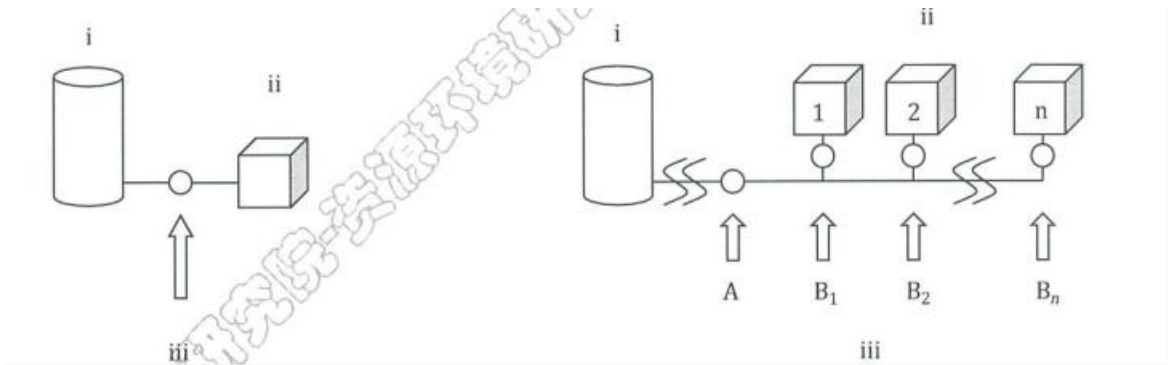
若系统维护由第三方承担，系统集成商、维护责任方与燃料电池运营商应通过协议确定维护完成后的氢质量保证要求。

B.4 采样点选择

对于单个燃料电池动力系统（如图B. 2a所示），边界点应尽可能靠近燃料电池动力系统的燃料入口。
对于并联运行的多个燃料电池动力系统（如图B. 2b所示），边界点位置应由系统集成商与燃料电池运营商通过协议确定。

采样点位置示例包括：

- 边界点A——为1至n个燃料电池动力系统供应氢气的共同节点；
- B₁至B_n之间的单一边界点（代表最恶劣工况）；
- 所有边界点B₁至B_n。



- i-氢气及氢基燃料供应设备
- ii-质子交换膜燃料电池动力系统
- iii-边界点
- a) 单个燃料电池动力系统
- b) 并联运行的多个燃料电池动力系统

图 B. 2

附录 C

(资料性)

质子交换膜燃料电池固定应用中需检测氢杂质选择的依据

C.1 水

水 (H_2O) 通常不影响燃料电池功能, 但当以气溶胶形式存在时, 可作为钾、钠等离子等水溶性污染物的传输介质。此外, 在低于零摄氏度的环境条件下, 水可能引发问题并影响阀门运行。因此, 在所有可能遇到的环境温度条件下, 水应保持气态。

C.2 烃类

不同烃类对燃料电池性能的影响存在差异。通常, 芳香烃比烷烃更易吸附于催化剂表面, 阻碍氢气接触。甲烷 (CH_4) 被视为惰性气体, 其主要影响为稀释氢气流。

C.3 氧气

低浓度氧气不会对燃料电池动力系统功能造成不利影响, 但高浓度氧气会导致燃料电池衰减。

C.4 氦气、氮气和氩气

氦 (He)、氮 (N_2)、氩 (Ar) 等惰性成分不会对燃料电池部件或动力系统功能造成不利影响, 但会稀释氢气。

C.5 二氧化碳

二氧化碳通常不影响燃料电池功能, 但会稀释氢燃料, 降低燃料电池动力系统效率。此外, 摩尔分数超过25%的二氧化碳可能通过逆水煤气变换反应催化转化为一氧化碳, 进而导致催化剂中毒。然而, 在正常运行条件下, 阳极中极不可能出现如此高浓度的二氧化碳。

C.6 一氧化碳

一氧化碳是严重的催化剂毒物, 会对燃料电池性能产生不利影响, 因此氢燃料中一氧化碳含量需控制在极低水平。尽管可通过调整运行条件和/或气体组成逆转其对性能的影响, 但这些措施可能不具备实用性。在重整气应用(1类)中, 可通过材料选择和/或系统设计与运行缓解固有较高浓度一氧化碳的影响, 但一氧化碳对燃料电池耐久性的长期影响仍备受关注, 尤其是对于低阳极催化剂载量的情况。

C.7 含硫化合物

含硫化合物是催化剂毒物, 即使在极低浓度下也会对燃料电池性能产生不可逆影响。检测中至少应包含的特定含硫化合物包括: 硫化氢 (H_2S)、羰基硫 (COS)、二硫化碳 (CS_2)、硫醇 (如甲硫醇), 这些物质可能存在于天然气重整制氢产物中。需监测总硫浓度。低催化剂载量对含硫化合物引发的催化剂中毒更为敏感。

C.8 甲醛

甲醛 ($HCHO$) 对燃料电池性能的影响与一氧化碳类似, 属于可逆污染物。由于甲醛的恢复动力学较慢, 其对燃料电池性能的影响可能比一氧化碳更为严重, 因此其指标要求低于一氧化碳。低催化剂载量对甲醛引发的催化剂中毒更为敏感。

C.9 氨

氨(NH_3)会污染质子交换膜/离聚物,并与膜/离聚物中的质子反应生成铵离子(NH_4^+),对燃料电池性能产生不可逆影响。氨耐受性测试数据应包括膜和/或电极的离子交换容量。低催化剂载量意味着电极内的离子交换容量更低。

C.10 卤代化合物

卤代化合物会导致燃料电池性能不可逆衰减,其潜在来源包括氯碱生产工艺、加工和清洁过程中使用的制冷剂。

C.11 颗粒物

规定颗粒物的最大浓度和粒径,旨在防止过滤器堵塞,避免颗粒物进入质子交换膜燃料电池动力系统并影响阀门和燃料电池堆的运行。气溶胶中存在的钾、钠离子会污染质子交换膜/离聚物,导致性能不可逆衰减;即使在极低浓度下,含铁颗粒物也会造成膜/离聚物严重降解。

附录 D

(资料性)

变压吸附技术及一氧化碳作为质子交换膜燃料电池固定应用指标的适用性

D.1 指标：不同制氢及净化工艺中的主要杂质

对于蒸汽甲烷重整-变压吸附（SMR-PSA）制氢及净化工艺，一氧化碳可作为表4所列其他杂质存在的指标，因为在该工艺生产的燃料中，一氧化碳的存在概率最高。若确认一氧化碳含量低于其规定限值，则表明除惰性杂质外，其他杂质含量均低于其规定限值。

产品中惰性杂质的最大含量可通过以下方式估算：根据供应商规定的原料中惰性杂质最大含量、SMR系统的流量增加量及PSA系统的流量减少量计算。SMR系统的流量增加量和PSA系统的流量减少量可由原料组成、水碳比和氢转化率推导得出。

D.2 指标的在线监测

强烈建议对一氧化碳进行在线监测，以实时验证氢燃料中一氧化碳含量低于规定限值，进而表明其他污染物含量实时符合要求。可使用市售红外一氧化碳分析仪；对于SMR-PSA系统，分析仪应安装在SMR-PSA系统之后，以避免污染下游设备。

D.3 批量分析

作为一氧化碳在线监测的补充，建议对产品氢气进行批量采样，并对表4所列所有杂质成分进行实验室分析。批量采样应在边界点进行，采样和分析频率由氢供应商确定，并应遵循第6.2节和第6.3节所述的质量保证和采样方法。

附录 E

(资料性)

A 级：非质子交换膜燃料电池道路车辆及固定应用用气态氢——参数选择及数值规定的依据

E.1 氢燃料指数

氢燃料指数用于确定燃料的热值、沃泊指数等特性。现有多种制氢方法可生产不同纯度的氢气，通过净化装置可获得更高纯度的氢气。

E.2 水

水可能源于特定制氢机制（如水电解），也可能存在于现有天然气基础设施中。限制水含量的依据是：在器具运行的特定温度和压力条件下，水可能凝结；水与铁/钢接触会导致腐蚀，尤其在二氧化碳等“酸性”气体存在时，二氧化碳溶解会形成酸；氧气在有水存在的情况下也会引发腐蚀。若能防止水凝结，可避免上述问题。因此，水含量基于压力条件确定，确保在所有可能的环境温度条件下保持气态。

E.3 总非氢气体

本指标规定了氢气中所有杂质气体（不含氢气）的总含量。非氢气体可能源于制氢和输氢过程，限制其含量的目的是防止氢气被稀释。对于影响显著的单一气态杂质，在表5中单独规定其限值。

E.4 烃类

由于制氢过程及氢气在改造后的天然气基础设施中的输送，氢气中可能存在痕量烃类。限制烃类含量的目的是防止A级应用中烃类凝结，因为液态烃可能导致工艺故障。除甲烷外，烃类包括含氧化合物，应以碳1（C1）当量为基准进行检测（单位： $\mu\text{mol/mol}$ ）。

E.5 氧气、二氧化碳、氮气和氩气

这些气体可能源于特定制氢和输氢过程，限制其总含量的目的是防止氢气被稀释，减少工艺中无热值气体的使用，并降低工艺废气中的碳排放量。

氧气的专项依据：氧气可能源于特定制氢过程及气体输送过程中的空气渗入。限制氧气含量的目的是防止氢气与氧气形成爆炸性混合物，并减少有水存在时设备的腐蚀。在压力100 kPa至10000 kPa、温度20℃至100℃条件下，火焰传播的氧浓度限值约为4 cmol/mol至5 cmol/mol（含）。氧气、一氧化碳、氮气和氩气的总含量限值为19000 $\mu\text{mol/mol}$ ，可确保不超过该火焰传播氧浓度限值。

E.6 一氧化碳

一氧化碳可能源于特定制氢过程（如烃类重整）。设定该限值的依据是：平衡实现目标纯度的实用性与成本影响（同时保留多种净化技术选项），并防止在密闭空间发生泄漏时，一氧化碳浓度超过人体短期暴露安全限值。

E.7 硫

为实现泄漏检测的安全目的，通常在输气网络的多个节点向气体中添加含硫加臭剂；此外，改造后的天然气输送和储存基础设施中可能残留含硫化物杂质。设定该限值的目的是：在允许使用含硫加臭剂和改造后的天然气基础设施的同时，确保密闭空间发生泄漏时，硫含量不超过毒性暴露限值。

E.8 永久性颗粒物

改造后的天然气基础设施中可能因磨损存在颗粒物；新生产的基础设施中，阀门等部件长期使用也可能产生颗粒物。氢气中不应含有足以影响终端使用设备（如阀门）运行的粉尘、沙子、污垢、胶质、油类或其他物质。

附 录 F
(资料性)
内燃机用氢质量

F.1 F-1级和F-2级规定的背景

ISO 14687-1:1999定义了适用于内燃机(ICE)的A级质量要求;ISO 14687:2019通过整合ISO 14687-1:1999、ISO 14687-2:2012(道路车辆质子交换膜燃料电池用氢质量)和ISO 14687-3:2014(固定应用质子交换膜燃料电池用氢质量)制定而成,其中内燃机用A级氢的要求基本保持不变。

2023年对ISO 14687进行了全面修订,重新定义了A级质量要求,以更好地反映住宅和商业固定燃烧器具的相关工况(如考虑天然气管道中的杂质)。通过将硫含量限值设定为最大 $7\text{ }\mu\text{mol/mol}$,A级氢不再适用于内燃机应用。因此,新增F级氢质量要求,旨在确保燃料系统、发动机及排气后处理部件的耐久性。

尽管大多数氢内燃机无法使用A级氢,但与质子交换膜燃料电池车辆相比,内燃机对痕量污染物的敏感性较低,因此可最大化制氢灵活性并降低净化成本。这一点对于非电解法制氢、输氢过程中的氢气污染、氨(NH_3)等能量载体分子转化制氢,或液态有机氢载体(LOHC)等可逆储释氢过程制氢尤为重要。

质子交换膜燃料电池车辆需要最高纯度的氢气(D级),而内燃机应用无需如此高纯度,可使用不符合D级要求的氢气。因此,为质子交换膜燃料电池D级规定的单一高纯度运输用氢,无法充分反映交通领域制氢、输氢和用氢的多种选择。

内燃机应用用F级氢基于发动机要求制定,涵盖各类发动机应用场景:F-1级规定了加注喷嘴处车用内燃机的要求,初期可能适用于非道路设备和专属车队管理的车辆;此外,部分地区在燃料电池电动汽车推广前,已将氢发动机应用于交通领域。

针对固定内燃机,单独制定了F-2级要求,其技术指标与F-1级一致,但省略了水含量限值。与车用设备不同,固定内燃机通常不通过加氢站加注喷嘴供应氢气,而是连接至管道/管网,或由专业分销商间歇性配送。发动机运营商应根据供应模式、加注条件、储氢罐系统设备、发动机要求及其他现场条件,为每个应用场景确定合适的最大水含量。

F.2 燃料质量要求

内燃机应用用氢质量要求如表F.1所示:F-1级适用于车用内燃机(加注喷嘴处),F-2级适用于固定内燃机应用。

本燃料要求不依赖于生产工艺或原料,未列出的污染物不保证其无害性。氢气中不应含有任何可能导致燃料不适用于内燃机的掺杂物或污染物。

表 F.1 内燃机应用用燃料质量要求

组成	Type I(气态), F级	
	F-1级 ^a	F-2级 ^b
氢纯度(最小摩尔分数) ^c	98.0%	98.0%
杂质组分最大允许含量		
总非氢组分(最大摩尔分数) ^d	2%	2%
无热值气体总量 ^e	5000 $\mu\text{mol/mol}$	5000 $\mu\text{mol/mol}$
水(H_2O)	5 $\mu\text{mol/mol}$ ^f	在任何环境条件下不凝结 ^g
除甲烷之外的碳氢化合物(以C1计)	20 $\mu\text{mol/mol}$ ^h	—
甲烷(CH_4)	100 $\mu\text{mol/mol}$ ^h	—

组成	Type I（气态），F级	
二氧化碳（CO ₂ ）	250 μmol/mol ^h	—
一氧化碳（CO）	20 μmol/mol ^h	—
硫（S）	0.5 μmol/mol	—
氨（NH ₃ ）	10 μmol/mol	—
颗粒物	1.0 mg/kg ⁱ	1.0 mg/kg ^{ij}

^a 适用于车用内燃机。

^b 适用于固定式内燃机。

^c 氢纯度计算方法为：用 100 摩尔百分比减去本表中以摩尔百分比表示的“非氢气体总量”。

^d 非氢气体总量是根据氢气中主要杂质的含量计算得出的，这些杂质包括氧气（O₂）、氮气（N₂）、氩气（Ar）、甲烷（CH₄）和二氧化碳（CO₂）。

^e 无热值气体总量是根据氧气（O₂）、氮气（N₂）、氩气（Ar）和二氧化碳（CO₂）的含量计算得出的。

^f 允许的水含量基于以下工况的加氢站：额定压力 70MPa、氢气预冷温度- 40℃。对于仅以 35MPa 额定工作压力、-26℃或更低预冷温度加注的站点，允许的水含量可提高至 7 μmol/mol H₂O。该变更应通过 ISO 19880-8 中所述的氢质量计划进行确认，以确保不会形成冷凝水。同时应考虑车辆中的潜在温度与压力条件。

^g 在任何环境条件下均不得出现水冷凝。应针对每个站点进行评估，根据预期的最低环境温度和最高储存压力，确定合适的最大水含量。

^h 适用于 CO₂ 排放法规严格的市场。所列限值满足最严格的 CO₂ 排放要求；对于较高碳浓度不会导致车辆 CO₂ 排放超过法规限值（如表 F.2 所示）的地区，该限值可适当放宽。

ⁱ 颗粒物包括固体和液体颗粒，可能包含油雾。大颗粒会对车辆部件造成影响，应按照 ISO 19880-1 的规定使用过滤器进行限制。在喷嘴处的燃料中不得出现可见的油。

^j 根据发动机在颗粒物过滤方面采取的专项措施，可接受更高的氢气最大污染水平。应针对每个应用场景，合理确定最大污染水平。

F.3 针对严格执行二氧化碳车辆排放法规的市场

表F.1中F-1级和F-2级的质量要求具有普遍适用性，直接关联发动机、后处理装置和储氢罐系统的性能及耐久性。

内燃机的性能和耐久性对氢气中常见浓度的含碳化合物不敏感，但为使F-1级氢适用于零排放车辆，额外规定了烃类、一氧化碳和二氧化碳的限值。零排放燃料的阈值尚未最终确定，全球范围内针对车辆二氧化碳排放的法规也存在差异。

对烃类的限制使氢燃料指数的最小摩尔分数提高至99.5%。所列限值满足最严格的二氧化碳排放要求，在零碳排放燃料强制要求实施前，或更高碳浓度不会导致车辆二氧化碳排放超标的地区，可放宽或完全省略该限值。表F.2列出了使用F-1级规定最大碳污染浓度的氢气时，车辆和发动机运行产生的计算二氧化碳排放量。

表 F.2 F-1 级中碳污染物浓度对应的发动机排放二氧化碳示例

碳污染物 ^a	F-1级	gCO ₂ /kgH ₂	gCO ₂ /kWh ^b	gCO ₂ /km ^c	gCO ₂ /tonne km ^d
除甲烷之外的碳氢化合物（以C1计）	20 μmol/mol	0.44	0.044	0.007	0.003
甲烷（CH ₄ ）	100 μmol/mol	2.18	0.218	0.033	0.016
二氧化碳（CO ₂ ）	250 μmol/mol	5.46	0.546	0.082	0.039

碳污染物 ^a	F-1级	gCO ₂ /kgH ₂	gCO ₂ /kWh ^b	gCO ₂ /km ^c	gCO ₂ /tonne km ^d
一氧化碳 (CO)	20 μmol/mol	0.44	0.044	0.007	0.003
总量		8.52	0.852	0.129	0.061
^a 整个发动机工况循环下的平均制动热效率为 30%。 ^b 整个发动机工况循环下的平均制动热效率为 30%。 ^c 轻型车辆，假设其平均氢消耗量为每 100 千米 1.5 千克氢气 (kg H ₂)。 ^d 重型牵引挂车组合，其车辆总质量为 40 吨，假设平均氢消耗量为每 100 千米 10 千克氢气 (kg H ₂)。CO ₂ 排放量的计算考虑了任务工况，以及欧洲议会和欧盟理事会 2019 年 6 月 20 日发布的法规 (EU) 2019/1242 中定义的 5-LH 分组车辆的平均有效载荷 (13.84 吨)。					

F.4 内燃机应用中需检测氢杂质选择的依据

F.4.1 总无热值气体

随着氢气污染程度增加，发动机的能量输入会不成比例地减少。通过限制无热值气体（氧气、氮气、氩气、二氧化碳）的总含量（最大5000 μmol/mol），F-1级和F-2级氢可提供至少93%的纯氢下限沃泊指数。其他痕量气体对能量含量的影响可忽略不计；若下限沃泊指数降低幅度较大，可能需要对发动机进行适应性调整。

F.4.2 硫

硫限值基于排气处理（EGT）要求和延长行驶里程耐久性需求确定，该限值对应的排气处理性能与符合欧VIe标准的柴油发动机相当，并考虑了欧VII标准中讨论的105万公里长期排放耐久性要求。

F.4.3 水

对于车用应用，最大允许水含量与D级要求一致，因为燃料电池车辆和内燃机车辆采用类似的高压燃料输送和储氢罐系统，需防止水凝结。脚注允许在加氢时氢气预冷温度较高且压力较低的情况下，适当放宽水含量限值。

对于固定应用，未设定固定水含量限值（与ISO 14687:2019保持一致）。氢气供应模式和现场条件差异较大，运营商应根据最低预期环境温度、最高预期储存压力及水凝结可能造成的影响，确定合适的最大水含量。

F.4.4 氨

部分制氢工艺可能导致氢气中残留痕量氨（NH₃）。氨的存在可能增加发动机排放氮氧化物（NO_x）/一氧化二氮（N₂O），给排气后处理系统带来额外负担。

F.4.5 颗粒物浓度

对于车用应用，颗粒物要求与D级一致，因为燃料电池车辆和内燃机车辆采用类似的高压燃料输送和储氢罐系统，规定颗粒物最大浓度旨在防止过滤器堵塞。

对于固定应用，颗粒物要求也与D级一致，但固定发动机可额外配备大型过滤装置，降低对氢气清洁度的要求。脚注允许根据氢气供应的应用特定条件和发动机颗粒物去除措施，逐案确定更高的氢气最大污染浓度。

参 考 文 献

- [1] ISO 14687:2019, *Hydrogen fuel quality — Product specification
- [2] Watanabe S. Motoaki Akai, Masahito Tatsumi, “Hydrogen Quality Standard for Fuel of Fuel Cell Vehicles. Fuel Cell Seminar Abstracts, 2004, pp. 248 – 51
- [3] AKAI M. Uchida H. Tatsumi M. Watanabe S. Influences of Impurities in Hydrogen on Fuel Cell Performance”, 15th World Hydrogen Energy Conference, 2004, 30C-05
- [4] Imamura D. Hashimasa Y. Effect of Sulfur-Containing Compounds on Fuel Cell Performance. ECS Trans. 2007, 11 (1) pp. 853 – 862
- [5] Matsuda Y. Hashimasa Y. Imamura D. Akai M. Watanabe S. Accumulation Behaviour of Impurities in fuel Cell Hydrogen Circulation System. Review of Automotive Engineering. 2009, 30 pp. 167 – 172
- [6] St-Pierre J. PEMFC Contamination Model: Competitive Adsorption Followed by an Electrochemical Reaction. J. Electrochem. Soc. 2009, 156 (3) pp. B291 – B300
- [7] St-Pierre J. PEMFC contaminant tolerance limit—CO in H₂. Electrochim. Acta. 2010, 55 pp. 4208 – 4211
- [8] Angelo M. Bender G. Dorn S. Bethune K. Hossain T. Posey D. The Impacts of Repetitive Carbon Monoxide Poisoning on Performance and Durability of a Proton Exchange Membrane Fuel Cell. ECS Trans. 2008, 16 (2) pp. 669 – 676
- [9] Hashimasa Y. Matsuda Y. Akai M. Effects of Platinum Loading on PEFC Power Generation Performance Deterioration by Carbon Monoxide in Hydrogen Fuel. ECS Trans. 2010, 26 (1) pp. 131 – 142
- [10] Li H. Wang H. Qian W. Zhang S. Wessel S. Cheng T. T. H. Shen J. Wu S. Chloride contamination effects on proton exchange membrane fuel cell performance and durability. Journal of Power Sources, 2011, 196, issue 15 August 1, 2011. pp. 6249 – 6255
- [11] Angelo M. S. Bethune K. P. Rocheleau R. E. The Impact of sub ppm Carbon Monoxide and ppm Level CO/Toluene and Methylcyclohexane/CO Mixtures on PEMFC Performance and Durability. ECS Trans. 2010, 28 (23) pp. 169 – 181
- [12] IMAMURA D. Ebata D. Hashimasa Y. Akai M. Watanabe S. “Impact of Hydrogen Fuel Impurities on PEMFC Performance”, 2007/SAE/SAE International Fuels and Lubricants Meeting, 2007, First Issue, pp. 100–104
- [13] Bender G. Angelo M. Bethune K. Dorn S. Thampan T. Rocheleau R. Method Using Gas Chromatography to Determine the Molar Flow Balance for Proton Exchange Membrane Fuel Cells Exposed to Impurities. J. Power Sources. 2009, 193 pp. 713 – 722
- [14] Thampan T. Rocheleau R. Bethune K. Wheeler D. “Effect of Trace Contaminants on PEM Fuel Cell Performance”, in *Generation, Storage and Fuel Cells*, edited by Anne Dillon, Charles Olk, Constantina Filiou, Jim Ohi (Mater. Res. Soc. Symp. Proc. 885, Warrendale, PA), 0885-A01-05, 2005
- [15] ISO/DIS 17268-1:2023, *Gaseous hydrogen land vehicle refuelling connection devices — Part 1: Flow capacities up to and including 120 g/s*
- [16] ISO/TR 15916, *Basic considerations for the safety of hydrogen systems*

[17]CEN/TS 17977, *Gas Infrastructure - Quality of gas - Hydrogen used in rededicated gas systems
