

ICS
CCS

TB

中国石油工程建设协会团体标准

T/ZYJX XXXX-XXXX

新能源及综合能源站设计规范

Design code for new energy and integrated energy station

(征求意见稿)

XXXX-XX-XX 发布

XXXX-XX-XX 实施

中国石油工程建设协会 发布

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。

本文件由中国石油工程建设协会提出。

本文件由中国石油工程建设协会标准化工作委员会归口管理。

本文件起草单位：哈尔滨天源石化工程设计有限责任公司
中国石油天然气股份有限公司河北销售分公司。

本规范参加单位：中国石油工程有限公司华北分公司
大庆油田设计院有限公司
中国石油天然气股份有限公司上海销售分公司
中国石油天然气股份有限公司广东销售分公司

本规范主要起草人：赵继坤、王万波、刘俊义、郭连盛、苏 敏、李杨子、熊望升、张 波、
刘 欣、杜廷召、朱 杰、刘艳峰、朱玉成、孙海英、陈 巍、张永军、
张 晓、洪岩峰、王金刚、张 娅、王银雪、莫立东、苏 醒、邹浩元、
李新凯、朱春雷、吕国锋、吴高洁、王洪宇、高志国、程俊儒、沈雨华、
李海生

目 次

1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语、缩略语	2
4 新能源及综合能源站的分类与分级	5
4.1 新能源站	5
4.2 综合能源站	5
4.3 按储量划分站的等级	5
4.4 按销量划分站的级别	9
5 站址选择	10
5.1 规范符合性	10
5.2 工程条件	10
5.3 商业分析及经济测算	10
5.4 光伏系统	11
5.5 各类能源站的工艺设备与站外建（构）筑物的安全间距	11
6 功能及规模	15
6.1 功能选择	15
6.2 规模确定	15
7 站内平面布置	19
7.1 站内平面布置的原则	19
7.2 单一新能源站站内设施的防火间距	22
7.3 组合新能源站站内设施的防火间距	25
7.4 综合能源站站内设施的防火间距	28
8 新能源站	29
8.1 加气站	29
8.2 加氢站	34
8.3 充（换）电站	38
8.4 加氢站与加气站的组合	41
8.5 加氢站、加气站、加氢加气合建站与充换电组合的新能源站	42
9 综合能源站设计	43
9.1 综合能源的组合与选择	43
9.2 加油站的相关规定	43
9.3 新建、改建综合能源站设计	45
9 建、构筑物	47

9.1 站房及辅房.....	47
9.2 罩棚.....	48
9.3 构筑物.....	48
10 自动化、信息化.....	49
10.1 自动化.....	49
13.2 信息化.....	51
11 电气.....	51
11.1 变配电.....	51
11.2 照明.....	53
11.3 电缆敷设.....	53
11.4 防雷防静电接地.....	53
11.5 光伏发电.....	54
12 给水排水及消防.....	55
12.1 给水排水.....	55
12.2 消防.....	56
13 采暖通风及空气调节.....	56
13.1 采暖通风.....	56
13.2 空气调节.....	57
14 环保、节能.....	57
14.1 环保设计要点.....	57
14.2 职业健康设计要点.....	58
14.3 设计节能要点.....	58
附录 A（规范性附录）计算间距的起止点.....	60
附录 B（规范性附录）民用建筑保护类别划分.....	61

1 范围

本规范适用于指导成品油销售企业加油站由单一油品向“油气氢电非”升级转型的设计。

本规范规定了新能源站、综合能源站的新建、改建和扩建的设计。

本规范不适用于 LPG、制氢、液氢、CNG 加气母站等。

新能源站和综合能源站的设计除应符合本规范外，尚应符合国家和行业现行有关标准的规定。

2 规范性引用文件

下列文件对于本规范的应用是必不可少的。引用文件的最新版本（包括所有的修改单）适用于本规范。

CJ 164 节水型生活用水器具

CJ 343 污水排入城镇下水道水质标准

GB/T 8163 输送流体用无缝钢管

GB/T 14976 流体输送用不锈钢无缝钢管

GB 18613 中小型三相异步电动机能效限定值及能效等级

GB 20052 电力变压器能效限定值及能效等级

GB/T 24511 承压设备用不锈钢和耐热钢钢板和钢带

GB/T 29772 电动汽车电池更换站通用技术要求

GB/T 31138 汽车用压缩氢气加气机

GB/T 34583 加氢站用储氢装置安全技术要求

GB 50016 建筑设计防火规范

GB 50028 城镇燃气设计规范

GB 50034 建筑照明设计标准

GB 50057 建筑物防雷设计规范

GB 50058 爆炸危险环境电力装置设计规范

GB 50116 火灾自动报警系统设计规范

GB 50126 工业设备及管道绝热工程施工规范

GB 50140 建筑灭火器配置设计规范

GB 50156 汽车加油加气加氢站技术标准

GB 50189 公共建筑节能设计标准

GB 50264 工业设备及管道绝热工程设计规范

GB 50343 建筑物电子信息系统防雷技术规范

GB/T 50493 石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准

GB 50516 加氢站技术规范
GB 50582 室外作业场地照明设计标准
GB/T 50865 光伏发电接入配电网设计规范
GB/T 50866 光伏电站接入电力系统设计规范
GB 50966 电动汽车充电站设计规范
GB 50974 消防给水及消火栓系统技术规范
GB/T 51077 电动汽车电池更换站设计规范
GB 51309 消防应急照明和疏散指示系统技术标准
NB/T 47010 承压设备用不锈钢和耐热钢锻件
SH/T 3177 加油站用埋地玻璃纤维增强塑料双层油罐工程技术规范
SH/T 3178 加油站用埋地钢-玻璃纤维增强塑料双层油罐工程技术规范
TSG 21 固定式压力容器安全技术监察规程
ASME B31.12 氢气管道 (Hydrogen piping and pipelines)
ASME B31.3 工艺管道 (Process piping)

3 术语、缩略语

下列术语与缩略语适用于本规范，为了使用方便，以下部分采用和重复列出了国家、行业标准规范涉及到的某些术语和定义。

3.1

新能源

本规范的新能源是指天然气 (CNG、LNG)、氢气、充 (换) 电等的统称。

3.2

汽车加油加气加氢站 fuelling station

为机动车加注车用燃料，包括汽油、柴油、CNG、LNG、氢气的场所。是加油站、加气站、加油加气合建站、加氢合建站的统称。

3.3

CNG 常规加气站 conventional CNG fuelling station

从站外天然气管道取气，经过工艺处理并增压后，通过加气机给汽车 CNG 储气瓶充装车用 CNG 的场所。

3.4

CNG 加气子站 secondary CNG fuelling station

用 CNG 长管拖车或管束式集装箱运进 CNG，通过加气机为汽车 CNG 储气瓶充装 CNG 的场所。

3.5

LNG 加气站 LNG fuelling station

具有 LNG 储存设施，使用 LNG 加气机为 LNG 汽车储气瓶充装车用 LNG 的场所。

3.6

L-CNG 加气站 L-CNG fuelling station

能将 LNG 转化为 CNG，并为 CNG 汽车储气瓶充装车用 CNG 的场所。

3.7

加氢设施 hydrogen fuelling facilities

加氢工艺设备与管道等系统的统称，包括高压储氢加氢设施、液氢储氢加氢设施、氢燃料储运设施等。

3.8

站房 station house

用于汽车加油加气加氢站管理、经营和提供其他便利性服务的建筑物。

3.9

作业区 operation area

汽车加油加气加氢站内布置工艺设备的区域。该区域的边界线为设备爆炸危险区域边界线加 3m，对柴油设备为设备外缘加 3m。

3.10

辅助服务区 auxiliary service area

汽车加油加气加氢站用地红线范围内作业区以外的区域。

3.11

工艺设备 process equipment

设置在汽车加油加气加氢站内的液体燃料卸车接口、油罐、LNG 储罐、CNG 储气瓶、储气井、储氢容器、加油机、加气（氢）机、加氢机、卸气（氢）柱、通气（放空）管、CNG 和氢气长管拖车、LNG 泵、CNG（氢气）压缩机、LNG 气化器等的统称。

3.12

撬装工艺设备 portable process process equipment

将工艺设备及其配件整体装配于一个钢制撬体上，具有一定功能的设备组合体。

3.13

埋地油罐 buried oil tank

罐顶低于周围 4m 范围内的地面，并采用覆土或罐池充沙方式埋设在地下的卧式油品储罐。

3.14

加油/加气/加氢岛 oil/gas/ hydrogen fuelling island

用于安装加油机/加气机/加氢机的平台。

3.15

LNG 撬装设备 portable equipments

将 LNG 储罐、加气机、放空管、泵、气化器等 LNG 设备全部或部分装配于一个撬体（即刚性底架，可带箱体）上的设备组合体。

3.16

储氢容器 gaseous hydrogen storage vessel

储存氢气的压力容器，包括罐式储氢压力容器和瓶式储氢压力容器。

3.17

储氢瓶组 Cylinder assemblies storage for gaseous hydrogen

将若干个瓶式压力容器组装在一个撬体上并配置相应的连接管道、阀门、安全附件，用于储存氢气的装置。

3.18

加氢机 hydrogen dispenser

用于向氢能汽车的储氢设备充装氢气，并带有控制、计量、计价装置的专用设备。

3.19

充电设备 charging equipment

与电动汽车或动力蓄电池相连接，并为其提供电能的设备，包括车载充电机、非车载充电机、交流充电桩等设备。

3.20

非车载充电机 off-board charger

固定安装在地面，将电网交流电能变换为直流电能，采用传导方式为电动汽车动力蓄电池充电的专用装置。

3.21

交流充电桩 AC charging piles

采用传导方式为具备车载充电机的电动汽车提供交流电能的专用装置

3.22

换电站 battery-swap station

采用电池更换模式为电动汽车提供电能的场所。

3.23

光伏组件 Photovoltaic module

具有封装及内部联结的、能单独提供直流电流输出的，最小不可分割的太阳能电池组合装置。

3.24

BIPV 光伏组件 BIPV PV module

将太阳光电系统结合建筑设计的一种节能建材产品，可取代加油（加气）站传统屋顶、棚顶、幕

墙等。

3.25

BAPV 光伏组件 BAPV PV module

指在加油（加气）站内通过专用支架和连接件在建筑或地面上安装的太阳能光伏发电产品。

3.26

逆变器 System controller

将直流电通过逆变转换成交流电，又称为变流器。

3.27

缩略语

NG (Natural Gas) — 天然气

LNG (Liquefied Natural Gas) — 液化天然气

BOG (Boiled Off Gas) — 闪蒸气

EAG (Escape Air Gas) — 放散气

4 新能源及综合能源站的分类与分级

4.1 新能源站

为机动车加注或补充新能源的站点，分单一新能源站、组合新能源站。

4.1.1 单一新能源站

为机动车加注或补充单一新能源的站点。是 LNG 加气站、CNG 加气站、加氢站、汽车充（换）电站的统称。

4.1.2 组合新能源站

为机动车加注或补充两种及以上单一新能源的站点。是加气加氢合建站、加气充（换）电合建站、加氢充（换）电站、加气加氢充（换）电合建站的统称。

4.2 综合能源站

加油站与单一新能源或组合新能源合建为机动车加油或补充新能源的场所。是加油加气合建站、加油加氢合建站、加油加气加氢合建站、加油加气充（换）电合建站、加油加氢充（换）电合建站、加油加气加氢充（换）电合建站的统称。

4.3 按储量划分站的等级

4.3.1 按储量划分等级的原则

a) 新能源站、综合能源站的等级划分应按《加氢站技术规范》GB 50516 和《汽车加油加气加氢站技术标准》GB 50156 执行，各类能源站应符合国家规范规定的等级。

- b) 合建站内的充电设施数量应符合《汽车加油加气站消防安全管理》XF/T 3004 相关规定。
- c) 新能源、综合能源合建站的充（换）电规模不影响合建站的等级划分。
- d) 按储量划分等级的代号为一级、二级、三级。

4.3.2 新能源站的等级

- a) 加氢站等级划分见表 4.3.2-1。

表 4.3.2-1 加氢站的等级划分

等级	储氢容器容量 (kg)	
	总容量 G	单罐容量
一级	$5000 \leq G \leq 8000$	≤ 2000
二级	$3000 < G < 5000$	≤ 1500
三级	$G \leq 3000$	≤ 800

注：加氢站等级划分应按《加氢站技术规范》GB 50516 规定执行。

- b) 加气站等级划分见表 4.3.2-2 和表 4.3.2-3。

表 4.3.2-2 LNG 加气站、L-CNG 加气站、LNG 和 L-CNG 加气合建站的等级划分

LNG 加气站及合建站等级	LNG 加气站		L-CNG 加气站、LNG 和 L-CNG 加气合建站		
	LNG 储罐总容积 (m ³)	LNG 储罐单罐容积 (m ³)	LNG 储罐总容积 (m ³)	LNG 储罐单罐容积 (m ³)	CNG 储气设施总容积 (m ³)
一级	$120 < V \leq 180$	≤ 60	$120 < V \leq 180$	≤ 60	≤ 12
一级*	—	—	$60 < V \leq 120$	≤ 60	≤ 24
二级	$60 < V \leq 120$	≤ 60	$60 < V \leq 120$	≤ 60	≤ 9
二级*	—	—	$V \leq 60$	≤ 60	≤ 18
三级	$V \leq 60$	≤ 60	$V \leq 60$	≤ 60	≤ 9
三级*	—	—	$V \leq 30$	≤ 30	≤ 18

注 1：带“*”的加气站专指 CNG 常规加气站以 LNG 储罐作补充气源的建站形式。

注 2：加气站等级划分应按《汽车加油加气加氢站技术标准》GB 50156 规定执行。

表 4.3.2-3 LNG 加气站与 CNG 常规加气站或 CNG 加气子站的合建站的等级划分

合建站等级	LNG 储罐总容积 V (m ³)	LNG 储罐单罐容积 (m ³)	CNG 储气设施总容积 (m ³)
一级	$60 < V \leq 120$	≤ 60	≤ 24 (30)
二级	$V \leq 60$	≤ 60	≤ 18 (30)
三级	$V \leq 30$	≤ 30	≤ 18 (25)

注 1：V 为 LNG 储罐总容积。

注 2：括号内数字为 CNG 储气井和 CNG 加气子站的储气设施总容积。

注 3：加气站等级划分应按《汽车加油加气加氢站技术标准》GB 50156 规定执行。

- c) 充电站类型划分见表 4.3.2-4。

表 4.3.2-4 充电站类型划分表

充电站类型	充电位规模
大型充电站	充电车位为 16 个以上
中型充电站	充电车位为 8-16 个
小型充电站	充电车位为 8 个之下

- d) 换电站类型划分见表 4.3.2-5。

表 4.3.2-5 换电站类型划分表

换电站类型	服务车辆类型
综合型电池更换站	为电动商用车和电动乘用车提供服务的电池更换站。
商用车电池更换站	为电动商用车提供服务的电池更换站。
乘用车电池更换站	为电动乘用车提供服务的电池更换站。

e) CNG 加气与高压储氢加氢合建站的等级划分见表 4.3.2-6。

表 4.3.2-6 CNG 加气与高压储氢加氢合建站的等级划分表

合建站等级	高压储氢总量 G(kg)	CNG 常规加气站储气设施总容积 (m ³)	CNG 加气子站储气设施总容积 (m ³)
一级	2000<G≤4000	≤24	固定储气设施总容积≤12(18),可停放 1 辆 CNG 长管拖车;当无固定储气设施时,可停放 2 辆 CNG 长管拖车。
二级	1000<G≤2000	≤24	
三级	G≤1000	≤12	固定储气设施总容积≤9(18),可停放 1 辆 CNG 长管拖车

注 1: 表中括号内数字为 CNG 储气设施采用储气井的总容积。

注 2: 储氢总量包含作为站内储氢容器使用的氢气长管拖车或管束式集装箱储氢量。

注 3: 氢气储量计算基于 20° 温度和储氢容器的额定工作压力。

注 4: CNG 加气与高压储氢加氢合建站的等级划分应按《汽车加油加气加氢站技术标准》GB 50156 条执行。

f) LNG 加气与高压储氢加氢合建站的等级划分见表 4.3.2-7。

表 4.3.2-7 LNG 加气与高压储氢加氢合建站的等级划分表

合建站等级	LNG 储罐总容积与氢气总储量计算公式
一级	$V_{LNG1}/180+G_{H1}/8000\leq 1$
二级	$V_{LNG2}/120+G_{H2}/4000\leq 1$
三级	$V_{LNG3}/60+G_{H3}/2000\leq 1$

注 1: V_{LNG1} 、 V_{LNG2} 、 V_{LNG3} 分别为一、二、三级合建站中 LNG 储罐的总容积(m³)。

注 2: G_{H1} 、 G_{H2} 、 G_{H3} 分别为一、二、三级合建站中氢气的总储量 (kg)。

注 3: 表中“/”为除号。

注 4: 表中 LNG 加气站包括 L-CNG 加气站、LNG/L-CNG 加气站, LNG 储罐单罐容积应≤60m³。

注 5: 储氢总量包含作为站内储氢容器使用的氢气长管拖车或管束式集装箱储氢量。

注 6: LNG 加气与高压储氢加氢合建站的等级划分应按《汽车加油加气加氢站技术标准》GB 50156 执行。

4.3.3 综合能源站的等级

a) 加油、CNG 加气与高压储氢加氢合建站的等级划分见表 4.3.3-1。

表 4.3.3-1 加油、CNG 加气与高压储氢加氢合建站的等级划分表

合建站等级	油罐总容积与氢气总储量计算公式	CNG 加气站储气容器总容积 (m ³)	
		常规加气站	加气子站
一级	$V_{O1}/240+G_{H1}/8000\leq 0.67$	≤24	固定储气设施总容积≤12(18),可停放 1 辆长管拖车;当无固定储气设施时,可停放 2 辆长管拖车。
二级	$V_{O2}/180+G_{H2}/4000\leq 0.67$	≤12	固定储气设施总容积≤9(18),可停放 1 辆 CNG 长管拖车。

注 1: V_{O1} 、 V_{O2} 分别为一、二级合建站中油品储罐总容积 (m³)。

注 2: G_{H1} 、 G_{H2} 分别为一、二级合建站中氢气的总储量 (kg)。

注 3: 表中“/”为除号。

注 4: 柴油罐容积可折半计入油罐总容积。汽油罐单罐容积应≤30m³, 柴油罐单罐容积应≤50m³。

注 5: 括号内数字为 CNG 储气设施采用储气井的总容积。

注 6: 储氢总量包含作为站内储氢容器使用的氢气长管拖车或管束式集装箱储氢量。

注 7: 加油、CNG 加气与高压储氢加氢合建站的等级划分应按《汽车加油加气加氢站技术标准》GB50156 执行。

b) 加油、LNG 加气与高压储氢加氢合建站的等级划分见表 4.3.3-2。

表 4.3.3-2 加油、LNG 加气与高压储氢加氢合建站的等级划分表

合建站等级	油罐和 LNG 储罐总容积、氢气总储量计算公式
一级	$V_{O1}/240+V_{LNG1}/180+G_{H1}/8000\leq 1$
二级	$V_{O2}/180+V_{LNG2}/120+G_{H2}/4000\leq 1$

注 1: V_{O1} 、 V_{O2} 分别为一、二级合建站中油品储罐总容积 (m³)。

注 2: V_{LNG1} 、 V_{LNG2} 分别为一、二级合建站中 LNG 储罐的总容积 (m³)。

注 3: G_{H1} 、 G_{H2} 分别为一、二级合建站中氢气的总储量 (kg)。

注 4: 表中“/”为除号。

注 5: 柴油罐容积可折半计入油罐总容积。汽油单罐容积应≤30m³, 柴油单罐容积应≤50m³, LNG 单罐容积应≤60m³。

注 6: LNG 加气站包括 L-CNG 加气站、LNG/L-CNG 加气站。

注 7: 配套储氢容器, CNG 储气设施总容积应≤12m³。

注 8: 储氢总量包含作为站内储氢容器使用的氢气长管拖车或管束式集装箱储氢量。

注 9: 加油、LNG 加气与高压储氢加氢合建站的等级划分应按《汽车加油加气加氢站技术标准》GB50156 执行。

c) 加油与高压储氢加氢合建站的等级划分见表 4.3.3-3。

表 4.3.3-3 加油与高压储氢加氢合建站的等级划分表

合建站等级	油罐总容积与氢气总储量计算公式	油品储罐单罐容积 (m ³)
一级	$V_{01}/240+G_{H1}/8000 \leq 1$	≤ 50
二级	$V_{02}/180+G_{H2}/4000 \leq 1$	汽油罐 ≤ 30 , 柴油罐 ≤ 50
三级	$V_{03}/120+G_{H3}/2000 \leq 1$	≤ 30

注 1: V_{01} 、 V_{02} 、 V_{03} 分别为一、二、三级合建站内油品储罐总容积 (m³)。
 注 2: G_{H1} 、 G_{H2} 、 G_{H3} 分别为一、二、三级合建站内氢气的总储量 (kg)。
 注 3: 表中“/”为除号。
 注 4: 柴油储罐容积可折半计入油罐总容积。
 注 5: 储氢总量包含作为站内储氢容器使用的氢气长管拖车或管束式集装箱储氢量。
 注 6: 氢气储量计算基于 20° 温度和储氢容器的额定工作压力。
 注 7: 加油与高压储氢加氢合建站的等级划分应按《汽车加油加气加氢站技术标准》GB 50156 执行。

d) 加油与 CNG 加气合建站的等级划分见表 4.3.3-4。

表 4.3.3-4 加油与 CNG 加气合建站的等级划分表

合建站等级	油品储罐总容积 V (m ³)	常规 CNG 加气站储气设施总容积 V (m ³)	加气站储气设施 (m ³)
一级	$120 < V \leq 150$	$V \leq 24$	固定储气设施总容积 ≤ 12 (18), 可停放 1 辆 CNG 长管拖车; 当无固定初期设施时, 可停放 2 辆 CNG 长管拖车
二级	$V \leq 120$		
三级	$V \leq 90$	$V \leq 12$	固定储气设施总容积 ≤ 9 (18), 可停放 1 辆 CNG 长管拖车

注 1: 柴油储罐容积可折半计入油罐总容积。
 注 2: 当油罐总容积 >90 m³时, 单罐容积应 ≤ 50 m³, 当油罐总容积 ≤ 90 m³时, 汽油单罐容积应 ≤ 30 m³, 柴油单罐容积应 ≤ 50 m³。
 注 3: 表中括号内数字为 CNG 储气设施采用储气井的总容积。
 注 4: 加油与 CNG 加气合建站的等级划分应按《汽车加油加气加氢站技术标准》GB 50156 执行。

e) 加油与 LNG 加气合建站的等级划分见表 4.3.3-5。

表 4.3.3-5 加油与 LNG 加气合建站的等级划分表

合建站等级	油罐与 LNG 储罐总容积计算公式
一级	$V_{01}/240+V_{LNG1}/180 \leq 1$
二级	$V_{02}/180+V_{LNG2}/120 \leq 1$
三级	$V_{03}/120+V_{LNG3}/60 \leq 1$

注 1: V_{01} 、 V_{02} 、 V_{03} 分别为一、二、三级合建站内油品储罐总容积 (m³)。
 注 2: V_{LNG1} 、 V_{LNG2} 、 V_{LNG3} 分别为一、二、三级合建站内 LNG 储罐的总容积 (m³)。
 注 3: 表中“/”为除号。
 注 4: 柴油储罐容积可折半计入油罐总容积。
 注 5: 当油罐总容积 >90 m³时, 单罐容积应 ≤ 50 m³, 当油罐总容积 ≤ 90 m³时, 汽油单罐容积应 ≤ 30 m³, 柴油单罐容积应 ≤ 50 m³。
 注 6: LNG 储罐的单罐容积不应 >60 m³。
 注 7: 加油与 LNG 加气合建站的等级划分应按《汽车加油加气加氢站技术标准》GB 50156-2021 执行。

f) 加油与 L-LNG、LNG/L-CNG 加气及加油与 LNG、CNG 加气合建站的等级划分见表 4.3.3-6。

表 4.3.3-6 加油与 L-LNG 加气、LNG/L-CNG 加气以及加油与 LNG 加气和 CNG 加气合建站的等级划分

合建站等级	油罐与 LNG 储罐总容积计算公式	CNG 储气设施总容积 (m ³)
一级	$V_{01}/240+V_{LNG1}/180 \leq 0.8$	≤ 12
	$V_{01}/240+V_{LNG1}/180 \leq 0.7$	≤ 24
二级	$V_{02}/180+V_{LNG2}/120 \leq 0.8$	≤ 9
	$V_{02}/180+V_{LNG2}/120 \leq 0.7$	≤ 24
三级	$V_{03}/120+V_{LNG3}/60 \leq 0.8$	≤ 9
	$V_{03}/120+V_{LNG3}/60 \leq 0.7$	≤ 24

注 1: V_{01} 、 V_{02} 、 V_{03} 分别为一、二、三级合建站内油品储罐总容积 (m³)。
 注 2: V_{LNG1} 、 V_{LNG2} 、 V_{LNG3} 分别为一、二、三级合建站内 LNG 储罐的总容积 (m³)。
 注 3: 表中“/”为除号。
 注 4: 柴油储罐容积可折半计入油罐总容积。
 注 5: 当油罐总容积 >90 m³时, 单罐容积应 ≤ 50 m³, 当油罐总容积 ≤ 90 m³时, 汽油单罐容积应 ≤ 30 m³, 柴油单罐容积应 ≤ 50 m³。
 注 6: LNG 储罐的单罐容积不应 >60 m³。
 注 7: 加油与 L-LNG 加气、LNG/L-CNG 加气以及加油与 LNG 加气和 CNG 加气合建站的等级划分, 应按《汽车加油加气加氢站技术标准》GB 50156 执行。

4.4 按销量划分站的级别

4.4.1 按销量划分级别的原则

新能源站和综合能源站应根据站的级别，合理确定建设规模，提高土地利用效率，控制投资。

按销量划分级别的代号为A级、B级、C级等。

充（换）电与加油站、加气站、加氢站组合建站时，销量级别不变化。

4.4.2 新能源站、综合能源站的销量级别

a) 加油站销量级别划分见表 4.4.2-1。

表 4.4.2-1 加油站销量级别表

销量级别	年销量（吨）
A 级	≥ 10000
B 级	$5000 \leq X < 10000$
C 级	< 5000

b) 加气站销量级别划分见表 4.4.2-2。

表 4.4.2-2 加气站销量级别表

加气站类型	销量级别	日销量（Nm ³ ）
CNG 加气站	A 级	≥ 10000
	B 级	< 10000
LNG 加气站	A 级	≥ 20000
	B 级	< 20000

c) 加氢站按销量分级划分见表 4.4.2-3。

表 4.4.2-3 加氢站销量级别表

销量级别	日销量（kg）
A 级	$X \geq 2000$
B 级	$X < 2000$

d) 气加氢充（换）电合建站组合及销量级别划分见表 4.4.2-4。

表 4.4.2-4 组合新能源站销量级别表

类型	级别	加氢		充（换）电站
		A 级	B 级	
加气	A 级	A 级加气加氢合建站	A 级加气加氢合建站	A 级加气充（换）电合建站
	B 级	A 级加气加氢合建站	B 级加气加氢合建站	B 级加气充（换）电合建站
充（换）电站		A 级加氢充换电合建站	B 级加氢充换电合建站	——

e) 加油与单一新能源合建站的销量级划分别见表 4.4.2-5。

表 4.4.2-5 加油与单一新能源合建的销量级别表

加油站销量级别	加气站		加氢站		充（换）电站	
	A 级	B 级	A 级	B 级		
加油站	A 级	A 级加油加气合建站		A 级加油加氢合建站		A 级加油充（换）电合建站
	B 级	A 级加油加气合建站	B 级加油加气合建站	A 级加油加氢合建站	B 级加油加氢合建站	B 级加油充（换）电合建站
	C 级	合建站		合建站		C 级加油充（换）电合建站

f) 加油与组合新能源合建站的销量级别划分见表 4.4.2-6。

表 4.4.2-6 加油与组合新能源合建站的销量级别表

加油站 销量级别		加氢与加气组合		加氢与 充（换）电组合		加气与 充（换）电组合		加氢加气与 充（换）电组合	
		A 级	B 级	A 级	B 级	A 级	B 级	A 级	B 级
加油站	A 级	A 级加油加气加氢 合建站		A 级加氢与充（换）电 合建站		A 级加气与充（换）电 合建站		A 级加氢加气与 充（换）电合建站	
	B 级	A 级加油 加气加氢 合建站	B 级加油 加气加氢 合建站	A 级加氢 与充 （换）电 合建站	B 级加氢 与充 （换）电 合建站	A 级加气 与充 （换）电 合建站	B 级加气 与充 （换）电 合建站	A 级加氢 加气与 充（换） 电合建站	B 级加氢 加气与 充（换） 电合建站
	C 级	A 级加油 加气加氢 合建站	B 级加油 加气加氢 合建站	A 级加氢 与充 （换）电 合建站	B 级加氢 与充 （换）电 合建站	A 级加气 与充 （换）电 合建站	B 级加气 与充 （换）电 合建站	A 级加氢 加气与 充（换） 电合建站	B 级加氢 加气与 充（换） 电合建站

5 站址选择

5.1 规范符合性

- 站址选择应遵守国家有关法律、法规，执行国家安全、消防、环保等有关政策。
- 城市中心区不应建一级汽车加油加气加氢站。
- 站内的工艺设备与站外建（构）筑物的安全间距应符合国家有关法律、法规、标准、规范。

5.2 工程条件

- 宜选择与站前道路高差小、站内地势较平坦、站前道路无弯道及较大坡度的站址。
- 城市建成区内的站址宜靠近城市道路，应选在交通便利、用户使用方便的地点，但不宜选在城市干道的交叉路口附近和交通繁忙路段。
- 宜选择具有便利的资源条件，运距合理，满足能源周转需要的站址。
- 宜选择电源、水源、热源、通信网络、消防等综合配套条件好的区域。
- 宜选择地质地貌不复杂且无不良地质发育（断层、塌陷、滑坡、地震带等）的区域，尽量避开地上、地下各类管线、构筑物复杂的地段。

5.3 商业分析及经济测算

- 站址选择应进行商业分析，并结合“油、气、氢、电、非”多种业态互动因素。
- 综合能源站宜选择城郊、场地面积大的站点，改扩建项目宜选择位置较偏、场地面积大、土地利用率低低的地点。
- 加氢站的商业分析应考虑建设规划、车辆类型及氢气需求量、氢源及运距等因素。
- 充、换电站的商业分析应考虑电动车辆类型、充电/换电时长、客户需求、站址工程条件、区

域市场发展趋势等因素。

5.4 光伏系统

光伏系统选址时应优先选择《太阳能资源评估方法》GB/T 37526 中 A、B、C 类等级地区，且所在地区全年日照时数不少于 1400 小时或太阳能年水平面总辐照量不低于 3780MJ/m²。光伏的实施见本规范相关章节规定。

5.5 各类能源站的工艺设备与站外建（构）筑物的安全间距

加油站、加气站、加氢站、充（换）电站的工艺设备与站外建（构）筑物的安全间距如下：

a) 加油站工艺设备与站外建（构）筑物的安全间距见表 5.5-1。

表 5.5-1 加油工艺设备与站外建（构）筑物的安全间距表（m）

站外建（构）筑物		站内汽油（柴油）工艺设备			
		埋地油罐			加油机、油罐通气管口、油气回收处理装置
		一级站	二级站	三级站	
重要公共建筑物		35(25)	35(25)	35(25)	35(25)
重要公共建筑物的主要出入口(包括铁路、地铁和二级及以上公路的隧道出入口)		50	50	50	50
明火地点或散发火花地点		21(12.5)	17.5(12.5)	12.5(10)	12.5(10)
民用建筑物保护类别	一类保护物	17.5(6)	14(6)	11(6)	11(6)
	二类保护物	14(6)	11(6)	8.5(6)	8.5(6)
	三类保护物	11(6)	8.5(6)	7(6)	7(6)
甲、乙类物品生产厂房、库房和甲、乙类液体储罐		17.5(12.5)	15.5(11)	12.5(9)	12.5(9)
丙、丁、戊类物品生产厂房、库房和丙类液体储罐以及单罐容积不大于 50m ³ 的埋地甲、乙类液体储罐		12.5(9)	11(9)	10.5(9)	10.5(9)
室外变配电间		17.5(15)	15.5(12.5)	12.5(12.5)	12.5(12.5)
铁路、地上城市轨道交通线路		15.5(15)	15.5(15)	15.5(15)	15.5(15)
城市快速路、主干路和高速公路、一级公路、二级公路		7(3)	5.5(3)	5.5(3)	5(3)
城市次干路、支路和三级公路、四级公路		5.5(3)	5(3)	5(3)	5(3)
架空通信线路		1.0(0.75)H, 且≥5m	5(5)	5(5)	5(5)
架空电力线	无绝缘层	1.5(0.75)H, 且≥6.5m	1.0(0.75)H, 且≥6.5m	6.5(6.5)	6.5(6.5)
	有绝缘层	1.0(0.5)H, 且≥5m	0.75(0.5)H, 且≥5m	5(5)	5(5)
埋地输油管道	原油、成品油管道		不应跨越加油站,且输油管道中心线距加油站最近的围墙不得小于 5m		
	液化石油气管道	设计压力(MPa)>4.0	不应跨越加油站,且输油管道中心线距加油站最近的围墙不得小于 25m		
		设计压力(MPa)>1.6, ≤4.0	不应跨越加油站,且输油管道中心线距加油站最近的围墙不得小于 15m		
		设计压力(MPa)≤1.6	不应跨越加油站,且输油管道中心线距加油站最近的围墙不得小于 10m		
长输燃气管线		不应跨越加油站,且输气管道中心线距加油站最近的围墙不得小于 5m			

注 1：表中括号内数字为柴油设备与站外建（构）筑物的安全间距。汽油设备是指有卸油和加油油气回收的设备。

注 2：室外变配电站指电力系统电压为 35kV~500kV，且每台变压器容量在 10MV·A 以上的室外变配电站，以及工业企业的变压器总油量大于 5t 的室外降压变电站。其他室外变配电站或变压器应按丙类物品生产厂房确定。

注 3：一、二级耐火等级民用建筑物面向加油站一侧的墙为无门窗洞口的实体墙时，油罐、加油机和通气管管口与该民用建筑物的距离，不应低于本表规定的安全间距的 70%，且不应小于 6m。

注 4：表中一级站、二级站、三级站包括合建站的级别。

注 5：H 为架空通信线路和架空电力线路的杆高或塔高。

注 6：加油工艺设备及建筑物与城镇燃气管道的安全距离应符合国家现行的《城镇燃气设计规范》GB 50028 的相关规定。

b) 加气站工艺设备与站外建（构）筑物的安全间距见表 5.5-2。

表 5.5-2 加气工艺设备与站外建（构）筑物的安全间距表（m）

站外建（构）筑物		站内 LNG 工艺设备			站内 CNG 工艺设备			
		地上 LNG 储罐			放空管口 LNG 加气机 LNG 卸车点	储气瓶	集中放 散管口	储气井、 加（卸）气设备、脱硫脱 水设备、压缩机（间）
		一级站	二级站	三级站				
重要公共建筑物		80	80	80	50	50	30	30
重要公共建筑物的主要出入口（包括铁路、地铁和二级及以上公路的隧道出入口）		80	80	80	50	50	50	50
明火地点或散发火花地点		35	30	25	25	30	25	20
民用建筑物 保护类别	一类保护物							
	二类保护物							
	三类保护物	18	16	14	14	18	15	12
甲、乙类物品生产厂房、库房和甲、乙类液体储罐		35	30	25	25	25	25	18
丙、丁、戊类物品生产厂房、库房和丙类液体储罐以及单罐容积不大于 50m ³ 的埋地甲、乙类液体储罐		25	22	20	20	18	18	13
室外变配电间		40	35	30	30	25	25	18
铁路、地上城市轨道交通线路		80	60	50	50	30	30	22
城市快速路、主干路和高速公路、一级公路、二级公路		12	10	8	8	12	10	6
城市次干路、支路和三级公路、四级公路		10	8	8	6	10	8	5
架空通信线路		1.0H	0.75H		0.75H	1.0H	0.75H	0.75H
架空 电力线	无绝缘层	1.5H	1.5H		1.0H	1.5H	1.5H	1.0H
	有绝缘层		1.0H		0.75H	1.0H	1.0H	
埋地输 油管道	原油、成品油管道		不应跨越加气站，且输油管道中心线距加气站最近的围墙不得小于 5m					
	埋地液 化石油 气管道	设计压力 (MPa) >4.0	不应跨越加气站，且输油管道中心线距加气站最近的围墙不得小于 25m					
		设计压力 (MPa) > 1.6, ≤4.0	不应跨越加气站，且输油管道中心线距加气站最近的围墙不得小于 15m					
		设计压力 (MPa) ≤1.6	不应跨越加气站，且输油管道中心线距加气站最近的围墙不得小于 10m					
长输燃气管线		不应跨越加气站，且输气管道中心线距加气站最近的围墙不得小于 5m						

注 1：室外变配电站指电力系统电压为 35kV~500kV，且每台变压器容量在 10MV·A 以上的室外变配电站，以及工业企业的变压器总油量大于 5t 的室外降压变电站。其他室外变配电站或变压器应按丙类物品生产厂房确定。

注 2：地下 LNG 储罐和半地下 LNG 储罐与站外建（构）筑物的距离，分别不应低于本表地上 LNG 储罐的安全间距的 70% 和 80%，且不应小于 6m。

注 3：一、二级耐火等级民用建筑物面向加气站一侧的墙为无门窗洞口实体墙时，站内 LNG 及 CNG 设备与该民用建筑物的距离，不应低于本表规定的安全间距的 70%。

注 4：LNG 储罐、放空管管口、加气机、LNG 卸车点与站外建筑面积不超过 200m² 的独立民用建筑物的距离，不应低于本表的三类保护物的安全间距的 80%。

注 5：长管拖车固定停车位与站外建（构）筑物的防火间距，应按本表储气瓶的安全间距确定。

注 6：表中一级站、二级站、三级站包括合建站的级别。

注 7：H 为架空通信线路和架空电力线路的杆高或塔高。

注 8：加气站工艺设备及建筑物与城镇燃气管道的安全距离应符合国家现行的《城镇燃气设计规范》GB 50028 的相关规定。

c) 加氢工艺设备与站外建（构）筑物的安全间距见表 5.5-3。

表 5.5-3 加氢工艺设备与站外建（构）筑物的安全间距表（m）

站外建（构）筑物		站内加氢工艺设备				氢气储气井、氢气压缩机、加氢机、氢气卸气柱、氢气冷却器
		储氢容器			放空管管口	
		一级站	二级站	三级站		
重要公共建筑物		50	50	50	35	35
重要公共建筑物的主要出入口(包括铁路、地铁和二级及以上公路的隧道出入口)		50	50	50	35	50
明火地点或散发火花地点		40	35	30	30	20
民用建筑物保护类别	一类保护物	35	30	25	25	20
	二类保护物	30	25	20	20	14
	三类保护物	30	25	20	20	12
甲、乙类物品生产厂房、库房和甲、乙类液体储罐		35	30	25	25	18
丙、丁、戊类物品生产厂房、库房和丙类液体储罐以及单罐容积不大于 50m ² 的埋地甲、乙类液体储罐		25	20	15	15	12
室外变配电间		35	30	25	25	18
铁路、地上城市轨道交通线路		25	25	25	25	22
城市快速路、主干路和高速公路、一级公路、二级公路		15	15	15	15	6
城市次干路、支路和三级公路、四级公路		10	10	10	10	5
架空通信线路		1.0H			0.75H	
架空电力线	无绝缘层	1.5H			1.0H	
	有绝缘层	1.0H			1.0H	
埋地输油管道	原油、成品油管道		不应跨越加氢站,且输油管道中心线距加氢站最近的围墙不得小于 5m			
	埋地液化石油气管道	设计压力 (MPa) >4.0	不应跨越加氢站,且输油管道中心线距加氢站最近的围墙不得小于 25m			
		设计压力 (MPa) >1.6, ≤4.0	不应跨越加氢站,且输油管道中心线距加氢站最近的围墙不得小于 15m			
		设计压力 (MPa) ≤1.6	不应跨越加氢站,且输油管道中心线距加氢站最近的围墙不得小于 10m			
长输燃气管线		不应跨越加氢站,且输气管道中心线距加氢站最近的围墙不得小于 5m				

注 1: 加氢设施的橇装工艺设备与站外建（构）筑物的防火距离, 应按本表相应设备的防火间距确定。

注 2: 氢气长管拖车、管束式集装箱与站外建（构）筑物的防火距离, 应按本表储氢容器的防火距离确定。

注 3: 表中一级站、二级站、三级站包括合建站的级别。

注 4: 当表中的氢气工艺设备与站外建（构）筑物之间设置有符合本标准第 9 章规定的实体防护墙时, 相应安全间距（对重要公共建筑物除外）不应低于本表规定的安全间距的 50%, 且不应小于 8m, 氢气储气井、氢气压缩机间（箱）、加氢机、液氢卸车点与城市道路的安全间距不应小于 5m。

注 5: 表中氢气设备工作压力大于 45MPa 时, 氢气设备与站外建（构）筑物（不含架空通信线路和架空电力线路）的安全间距应按本表安全间距增加不低于 20%。

注 6: H 为架空通信线路和架空电力线路的杆高或塔高。

注 7: 加氢站工艺设备及建筑物与城镇燃气管道的安全距离应符合国家现行的《城镇燃气设计规范》GB 50028 的相关规定。

d) 电设备与站外建（构）筑物的安全间距见表 5.5-4。

表 5.5-4 充（换）电设备与站外建（构）筑物的安全间距（m）

站外建（构）筑物		站内充（换）电设备	
		充电桩、充电机、换电间、电池检测与维修间 (按一、二级的丁类厂房)	
甲类厂房	单、多层	一、二级	12
乙类厂房（仓库）	单、多层	一、二级	10
		三级	12
	高层	一、二级	13
丙、丁、戊类厂房 （仓库）	单、多层	一、二级	10
		三级	12
		四级	14
	高层	一、二级	13
民用建筑	裙房、单、多层	一、二级	10
		三级	12
		四级	14
	高层	一类	15
		二类	13
甲、乙类液体储罐	一个罐区或堆场的总 储量 V (m ³)	1≤V<50	12
		50≤V<200	15
		200≤V<1000	20
		1000≤V<5000	25
丙类液体储罐	一个罐区或堆场的总 储量 V (m ³)	1≤V<250	12
		250≤V<1000	15
		1000≤V<5000	20
		5000≤V<25000	25
室外变配电间	变压器总油量 (t)	5≤t≤10	12
		10<t≤50	15
		t>50	20
埋地输油管道	原油、成品油管道		不应跨越充（换）电站，且输油管道中心线距 充（换）电站最近的围墙不得小于 5m
	埋地液化石油气管道	设计压力 (MPa) >4.0	不应跨越充（换）电站，且输油管道中心线距 充（换）电站最近的围墙不得小于 25m
		设计压力 (MPa) >1.6, ≤4.0	不应跨越充（换）电站，且输油管道中心线距 充（换）电站最近的围墙不得小于 15m
	设计压力 (MPa) ≤1.6	不应跨越充（换）电站，且输油管道中心线距 充（换）电站最近的围墙不得小于 10m	
长输燃气管线			不应跨越充（换）电站，且输气管道中心线距 充（换）电站最近的围墙不得小于 5m

注 1：本表格的安全距离依据现行国家规范《建筑设计防火规范》GB50016、《电动汽车充电站设计规范》GB 50966 及《电动汽车电池更换站设计规范》GB/T 51077 的相关规定。

注 2：为充（换）电设施服务而单独设置生活用房的安全距离应按民用建筑确定。

注 3：充（换）电设施与站外厂房相邻较高一面外墙为防火墙，或两座高度相同的一、二级耐火等级相邻建筑中任一侧面外墙为防火墙且屋顶的耐火极限不低于 1.00h 时，其防火间距不限。若相邻两面外墙均为不燃性墙体，当无外露的可燃性屋檐，每面外墙上上的门、窗、洞口面积之和各不大于外墙面积的 5%，且门、窗、洞口不正对开设时，其防火间距可按本表的规定减少 25%。

注 4：换电设施与站外厂房均为一、二级耐火等级，当相邻较低一面外墙为防火墙且较低一座厂房的屋顶无天窗，屋顶的耐火极限不低于 1.00h，或相邻较高一面外墙的门、窗等开口部位设置甲级防火门、窗、或防火分隔水幕、或按现行国家规范《建筑设计防火规范》GB50016 的有关规定设置防火卷帘时，换电设施与丙、丁、戊类厂房之间的防火间距不应小于 4m。

注 5：发电厂内的主变压器，其油量可按单台确定。

注 6：直埋地下的甲、乙、丙类液体卧式储罐，当单罐容量不大于 50m³，总容量不大于 200m³ 时，与建筑物的防火间距可按本表规定减少 50%。

注 7：充（换）电设备及建筑物与城镇燃气管道的安全距离应符合国家现行的《城镇燃气设计规范》GB 50028 的相关规定

6 功能及规模

6.1 功能选择

- a) 新能源站的服务功能包含油气业务功能、非油气业务功能。
- b) 新能源站的功能应符合《汽车加油加气加氢站技术标准》GB 50156 及《加氢站技术规范》GB 50516 的要求。
- c) 新能源站、综合能源站的功能选择参考表 6.1-1 进行。

表 6.1-1 新能源站功能选择表

类别 \ 服务项目		非油气业务				光伏	停车位		
		便利店	快餐	司机之家	汽服		小车	中车	大车
加氢站	35MPa	△	○	○	△	△	△	△	√
	35/70MPa	△	○	○	△	△	√	√	√
加气站	LNG 加气站	√	√	√	○	△	△	△	√
	LNG/L-CNG 加气站	√	△	△	△	△	√	△	△
	CNG 加气站(含 L-CNG)	√	○	△	√	△	√	△	○
充(换)电站	充电站	√	√	△	△	△	√	√	△
	换电站	√	△	△	○	△	√	√	△
	充换电站	√	√	△	√	△	√	√	△

注 1: √代表宜选用, △代表可选用, ○代表不宜选用;

注 2: 对有特殊需求的站点, 通过商业分析论证经济效益较好的功能, 选择可不受本表限制。

注 3: 表中充换电站的大车特指大型公共交通工具。

注 4: 组合能源站及综合能源站的功能, 可结合实际情况参照上表选择。

6.2 规模确定

- a) 各类新能源站、综合能源站的储油容积、储氢容积、LNG 储罐容积、CNG 储气容积等规模应符合《汽车加油加气加氢站技术标准》GB 50156 及《加氢站技术规范》GB 50516 中的相关规定。
- b) 新能源站建设规模应充分考虑加氢、加气、充(换)电的峰谷期、资源供给、车辆的充装量及充装时间等因素。
- c) 新能源站、综合能源站的规模宜参考表 6.2-1~表 6.2-4

表 6.2-1 加气站建设规模参考表

类型		参考占地面积 (m ²)	参考罩棚面 积 (m ²)	站房面积 ^{注6} (m ²)	加气机配置 ^{注2} (台)	压缩机、泵配置 ^{注3} (台)	LNG 储罐配置 (台)	CNG 储气(井) ^{注4} 总容积 (m ³)	车载瓶组拖车数 (辆)
类别	销量 ^{注1}								
LNG 加气站	A	2500-3000	300-500	<400 (2F) <300 (1F)	3~4	2 台潜液泵 (340L/min)	60m ³ 1~2 台	-	-
	B	2000-2500	200-300	<360 (2F) <260 (1F)	1~2	1 台潜液泵 (340L/min)	60m ³ 1 台	-	-
L-CNG M-加气站	A	2500-3000	400-600	<400 (2F) <300 (1F)	3~4	2 台柱塞泵 (1500L/h)	60m ³ 1 台	≤9	-
	B	2000-2500	100-200	<360 (2F) <260 (1F)	1~2	2 台柱塞泵 (1000L/h)	60m ³ 1 台	≤6	-
CNG 子站	A	2500-3500	400-600	<400 (2F) <300 (1F)	3~4	1 台压缩机 (1500Nm ³ /h)	-	≤9	1
	B	2000-2500	100-200	<360 (2F) <260 (1F)	1~2	1 台压缩机 (1000Nm ³ /h)	-	≤6 -	1 2
CNG 常规站	A	3000-4000	400-600	<400 (2F) <300 (1F)	3~4	2 台压缩机 (1000Nm ³ /h)	-	≤18	-
	B	2500-3000	100-200	<360 (2F) <260 (1F)	1~2	1 台压缩机 (1000Nm ³ /h)	-	≤9	-
LNG/L-CNG 合建站	A	4000-5000	500-700	<400 (2F) <300 (1F)	2~3 (LNG) 3~4 (CNG)	2 台潜液泵 (340L/min) 2 台柱塞泵 (1500L/h)	60m ³ 1~2 台	≤9	-
	B	3000-4000	400-500	<360 (2F) <260 (1F)	1~2 (LNG) 1~2 (CNG)	1 台潜液泵 (340L/min) 2 台柱塞泵 (1000L/h)	60m ³ 1 台	≤6	-

注 1: A 级 LNG 加气站销量≥20000Nm³/d; B 级 LNG 加气站销量<20000Nm³/d; A 级 L-CNG 加气站、CNG 加气站销量≥10000Nm³/d; B 级 L-CNG 加气站、CNG 加气站销量<10000Nm³/d; A 级 LNG/L-CNG 加气站销量≥20000Nm³/d; B 级 LNG/L-CNG 加气站销量<20000Nm³/d;

注 2: 加气机枪数配置根据加气区布置形式, 加气车辆需求综合确定。

注 3: 压缩机的选型和台数应根据天然气供应方式、压力等因素综合确定, 常规加气站宜设置备用压缩机; 潜液泵及柱塞泵宜设置备用;

注 4: 当 CNG 加气压力为 20MPa 时, CNG 固定储气及压缩机的工作压力不宜大于 25MPa; 当 CNG 加气压力为 35MPa 时, CNG 固定储气及压缩机的工作压力不宜大于 40MPa;

注 5: 本表建站规模配置仅做推荐。

注 6: 站房面积不含洗车、车辆保养等非油品功能用建筑物面积。

表 6.2-2 加氢站建设规模参考表

销量级别 ^{注1}	占地面积 (m ²)	罩棚面积 (m ²)	参考站房面积 (m ²)		加氢机 ^{注3} (台)	压缩机配置 ^{注4}	储氢容器配置 ^{注5}
			总面积	便利店			
A 级	3000-4000	400-600 (600-800)	200-400	50-80	4 (4+2)	45MPa, 500kg/d, 4-6 台/45MPa, 1000kg/d, 2-4 台; (45MPa, 500kg/d, 4-6 台+87.5MPa, 500kg/d, 1-4 台 /45MPa, 1000kg/d, 2-4 台+87.5MPa, 500kg/d, 1-4 台)	49.5MPa 储氢瓶组 18-36m ³ /49.5MPa 储氢罐 20-40m ³ (49.5MPa 储氢瓶组 18-36m ³ +98MPa 储氢瓶组 3-9m ³ /49.5MPa 储氢罐 20-40m ³ +98MPa 储氢罐 5m ³)
B 级	2000-3500	≤300 (400-600)	200-300	50≤	2 (2+2)	45MPa, 500kg/d, 2-4 台 (45MPa, 500kg/d, 2-4 台+87.5MPa, 500kg/d, 1-2 台)	49.5MPa 储氢瓶组 9-18m ³ /49.5MPa 储氢罐 10-20m ³ (49.5MPa 储氢瓶组 9-18m ³ +98MPa 储氢瓶组 1-5m ³ /49.5MPa 储氢罐 10-20m ³ +98MPa 储氢罐 1-5m ³)

注 1: A 级加氢站销量>2000kg/d; B 级加氢站销量≤2000kg/d。

注 2: 括号内数字为 35/70MPa 加氢站推荐规模。按照加注压力不同对加氢站进行区分, “35MPa 加氢站”即为只具备 35MPa 加注能力的加氢站, “35/70MPa 加氢站”即为同时具备 35MPa 和 70MPa 加注能力的加氢站。

注 3: 加氢机枪数配置根据加氢区布置形式, 加氢车辆需求综合确定。

注 4: 氢气压缩机的选型和台数应根据氢气供应方式、压力、氢气加注要求以及储氢容器工作参数等因素确定, 宜设置备用压缩机。“45MPa500kg/d 压缩机”指压缩机额定排气压力为 45MPa, 进气压力为 12.5MPa, 12h 的排气量为 500kg。

注 5: 当充氢压力为 35MPa 时, 加氢站氢气储存系统的工作压力不宜大于 45MPa; 当充氢压力为 70MPa 时, 加氢站氢气储存系统的工作压力不宜大于 90MPa。

注 6: 本表建站规模配置仅做推荐。

表 6.2-3 充、换电站及其合建站建设规模参考表

类型		占地面积 ^{注1} (m ²)	充换电 设施面积 (m ²)	站房面积 ^{注2} (m ²)	直流充电机 (台)	电池更换设施配置			
						最大 充电 机数	自动 换电 工位	手动 换电 工位	电池 充电 仓
充电站	大型站	1700-2000	500-720	<500(2F) <300(1F)	大型充电机×4 中型充电机×2	-	-	-	-
					大型充电机×2 中型充电机×4 小型充电机×2				
					中型充电机×8 小型充电机×2				
	中型	1000-1500	130-160	<400(2F) <260(1F)	中型充电机×2 小型充电机×2	-	-	-	-
					小型充电机×6				
	小型	300-800	50-100	<100(1F)	中型充电机×1	-	-	-	-
小型充电机×2									
换电站	综合型	1700-2000	420-630	<500(2F)	-	12	2~3	1~2	4~6
				<300(1F)					
	商用车/ 乘用车	1000-1500	180-240	<400(2F)	-	4	1	1	2~4
				<260(1F)					
充换电站	大型	3000-4000	900-1500	<500(2F) <300(1F)	大型机×4 中型机×2 中型机×8 小型机×2	8	2	1~2	4
					中型机×2 小型机×2				
					小型机×6				
	中型	2000-3000	300-400	<400(2F) <260(2F)	中型机×2 小型机×2	4	1	1	2~4
					小型机×6				
	小型	1300-2000	100-240	-	中型机×1	4	1	1	1~2
小型机×2									

注 1: 占地面积不含进站引道和确保安全间距必须预留的占地。
 注 2: 站房面积不含洗车、车辆维护保养等非油品功能用建筑物面积。
 注 3: 服务区换电站占地面积需根据服务区整体规划确定, 表中未规定。
 注 4: 分类参照国家规范《电动汽车电池更换站通用技术要求》GB/T 29772 的相关要求。

表 6.2-4 加油站建设规模参考表

销量级别 ^{注1}	类别	占地面积 S (m ²)	罩棚面积 (m ²)	参考站房面积 (m ²)	加油机配置 ^{注2} (台)	油罐 总容积 ^{注3}
A 级	城市站	3000<S≤3600	400<S≤1000	≤300(1F) ≤500(2F)	4-6	≤150
	公路站	3500<S≤4000	400<S≤1000	≤300(1F) ≤500(2F)	4-6	≤200
	旅游区站	6000<S≤7000	400<S≤1000	≤300(1F) ≤500(2F)	4-6	
B 级	城市站	2400<S≤3000	300<S≤800	≤260(1F) ≤380(2F)	3-4	≤150
	公路站	3000<S≤3500	400<S≤800	≤260(1F) ≤380(2F)	3-4	
	旅游区站	4000<S≤6000	300<S≤600	≤260(1F) ≤380(2F)	3-4	
C 级	城市站	1000<S≤2400	150<S≤600	≤200(1F) ≤360(2F)	2-4	≤150
	公路站	2500<S≤3000	150<S≤600	≤200(1F) ≤360(2F)	2-4	≤200
	旅游区站	3000<S≤4000	200<S≤600	≤200(1F) ≤360(2F)	2-4	

注 1: A 级加油站销量≥10000 吨/年, B 级加油站销量 5000~10000 吨/年, C 级加油站销量<5000 吨/年。

注 2: 加油机枪数配置应根据加油区布局及油品种类综合确定, 纯汽油加油机、汽柴油加油机一般设置 4~6 枪, 纯柴油加油机一般设置 2~4 枪。

注 3: 柴油罐容积可折半计入油罐总容积。

注 4: 本表建站规模配置仅做推荐。

7 站内平面布置

7.1 站内平面布置的原则

7.1.1 规范符合性原则

a) 新能源站、综合能源站的平面布置应符合国家、地方行业相关标准规范的规定。

b) 站内设施的防火间距应按《汽车加油加气加氢站技术标准》GB 50156, 《加氢站技术规范》GB 50516, 《建筑设计防火规范》GB 50016 以及国家、行业相关标准规范执行。

c) 汽车加油加气加氢站内的爆炸危险区域, 不应超出站区围墙和可用地界限。

d) 总平面设计应合理布置综合管网, 满足功能要求, 便于施工, 节约投资。

e) 设置加气、加氢站的合建站应满足下列要求:

1) 氢气长管拖车的卸气端应设耐火极限不低于 4.00h 的防火墙, 防火墙高度不得低于氢气长管拖车的高度, 长度不应小于 0.5 与 1.5 倍氢气长管拖车位数之和与单个长管拖车位宽度的乘积即 $(1.5 \times \text{氢气长管拖车车位数} + 0.5) \times \text{车位宽度}$ 。

2) 设置有储氢容器、氢气储气井、氢气压缩机的区域应设实体墙或栅栏与公众可进入区域隔离。实体墙或栅栏与加氢设施设备之间的距离不应小于 0.8m。应使用不燃材料制作实体墙或栅栏, 高度不应小于 2m。

3) 原有加油站扩建加气加氢时, 对于原有建筑设备设施不满足现行和以前版本规范要求时, 改建时应一并按合规要求改建; 若原有建筑设备设施不满足现行规范但满足以前版本规范时, 可暂时不做改建。

4) 当在现有加油站增加加气或加氢业务时, 在确保不影响加油的情况下, 宜尽量利用原有加油设施, 合理布局。

f) 加油加气加氢作业区内, 不得有“明火地点”或“散发火花地点”。

g) 当加油加气加氢作业区内设置非油品业务建筑物或设施时, 不应布置在作业区内, 与站内可燃气体或可燃气体设备的防火间距, 应符合本规范有关三类保护物的规定。当站内经营性餐饮、汽车服务、司机休息室等设施内设置明火设备时, 应等同于“明火地点”或“散发火花地点”。

h) 充电、换电站的布局应满足下列规定:

1) 平面布置应符合《电动汽车电池更换站设计规范》GB/T 51077、《电动汽车充电站设计规范》GB 50966 及《建筑设计防火规范》GB 50016 等的有关规定。

2) 充电、换电站的布置宜结合电动汽车类型和保有量综合确定, 并充分利用供电、交通、消防、排水等公用设施。

3) 充电、换电站的出入口应临近城乡道路, 便于引接进站道路。宜单独设置车辆出入口, 出入

口设置应符合城乡道路规划管理规定。

4) 充电站内道路的设置应满足消防及服务车辆通行的要求。充电站的出入口不宜少于 2 个, 当充电站的车位不超过 50 个时, 可设置 1 个出入口。出入口宜分开设置, 并应设置指示标识。

5) 设有充(换)电设备的站, 场地竖向布置应满足站区场地排水方向坡向站外。站区出入口的路面标高宜高于站外路面标高。否则, 应有防止雨水流入站内的措施。

6) 充电站内双列布置充电位时, 中间行车道宜按行驶车型双车道设置; 单列布置充电位时, 行车道宜按行驶车型双车道设置。充电站内的单车道宽度不应小于 3.5m, 双车道宽度不应小于 6m。消防车道设置应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的规定, 充电站内道路的转弯半径应按行驶车型确定, 且不宜小于 9m, 行车道纵向坡度宜采用 0.5%~2%, 不宜大于 6%, 有可靠的排水措施时, 可小于 0.5%, 且宜坡向站外。充电站内道路不宜采用沥青路面。

7) 换电站内道路的设置应满足消防及服务车辆通行的要求。换电站内部从入口到出口宜设置双车道, 保证站内车辆通行互不干扰。出入口宜分开设置, 设置指示标识。站内外行车道应根据换电站的建设规模及行驶车辆类型采用单向或双向通行道路。进出站道路应与站外市政道路顺畅衔接。

8) 换电站应设有在紧急情况下人员安全撤离的通道。

9) 换电站宜设置临时停车场地。临时停车场地的大小应根据换电站的规模及进入站内的车流量进行合理考虑, 其布置不应妨碍车辆的电池更换和正常通行。

i) 光伏发电的光伏板可设置在建筑物、罩棚、充电棚上和站内空地, 加氢罩棚上不宜设置光伏发电设备。

j) 当将现有站点改建为加油加气加氢充电合建站时, 宜尽量利用原有建构物内的闲置开间改造为所需功能间。

7.1.2 流程动线合理原则

a) 站内各建设单元应满足加油加气加氢及其他业务的需求, 全面考虑客户消费习惯、消费心理、消费需求, 并将其融入到各建设单元的设计中, 体现高效、方便、快捷、节省用地。

b) 平面布置应考虑各类车辆进站、出站行驶顺畅、停靠方便、动线顺畅无交叉、消费流程路径短、无折返的原则。

c) 占地面积较大的新建站宜按照大小车进行绝对分区布置; 新建站占地面积适中时, 宜按照大小车进行相对分区布置; 换电区宜单独布置在入口侧或站区里侧不妨碍其他车流动线的位置; 充电区应结合停车位进行布置; 便利店的位置及停车位的布置宜便于不同加注区及充(换)电区的客户进行非油消费。

d) 单一新能源站的便利店宜垂直布置在出口侧; 组合新能源站及综合能源站的便利店布置宜便于非油消费, 并便于观察加注区和设备区现场情况, 便利店的布置尽量远离设备区。

e) 充(换)电设施应按如下原则布置:

1) 组合新能源站和综合能源站, 换电设施宜采用撬装设备, 位置宜布置在站区入口侧或站区里侧并保证动线顺畅。换电设备宜留有充足的排队等待区, 排队等待区应不影响其他车辆正常通行。

2) 单独充电站中, 当面积较小时, 充电区可不分区, 当同时服务与多种车型且面积较大时, 充电区宜按服务车型分区布置。

3) 单独换电站中, 换电工位的布置宜采用单排通过式, 换电工位可按服务车辆类型相对分区布置, 驶出方向朝向便利店。

4) 在保证交通组织顺畅、业务流程、动线合理的前提下, 应根据站区形状布置充(换)电站, 尽量减少土石方量。

f) 综合能源站的布置应遵循以下原则:

1) 合建站中宜将加氢车辆与其他车辆分流, 保证车辆行驶顺畅、减少干扰。

2) 城市主干道站及社区站等以小型车为主的站点, 应以加油和 CNG 加气车辆服务为主, 占地面积允许时, 可按能源需求或车型进行绝对分区布局, 并结合非油需求, 动线以小型车车头朝向便利店的布局为主。

3) 城郊结合部、公路站或服务区加油站, 宜采用垂直通过式布置。在站内情况允许的情况下, 可为超高、超长车辆在站内设置独立的通过式柴油加油区。多种车型、加油量大的加油站, 当站区面积足够大时, 宜采用汽、柴油绝对分区布置; 当面积适中时, 宜采用汽、柴油相对分区布置; 当站区面积较小且车型较多时, 汽、柴油可不分区, 每个加油岛设置四个加油位; 当站区面积较小, 车型以中小型为主时, 汽柴油可不分区。

4) 服务区内的综合能源站通常设置在服务区出口侧, 布局应满足车辆加油、加气方便、快捷、高效, 可在加注区外侧设置大车快速加注通道, 同时应结合服务区功能设置和停车位布置, 进行功能设计及分区, 加油、加气区可结合销量进行绝对分区或相对分区的布置。

5) 卸气或卸氢点的位置应便于卸气或卸氢车辆通行顺畅, 并在紧急情况下便于卸气、卸氢车辆迅速驶离站区。

6) LNG 和 CNG 加气合建站中, LNG 加气区、CNG 加气区宜绝对分区布置, 在保证各类加气方便, 通行顺畅, 互不干扰的情况下, LNG 加气区宜布置在主要区域。

7) LNG 加气区宜采用垂直通过式布置, 提高 LNG 加气效率; CNG 加气区宜采用平行通过式或矩阵式布置。

g) 有汽服需求时, 汽服用房宜布置在站区里侧靠近出口方向。

h) 根据车型、车辆加气、加氢口位置, 合理确定加气或加氢区的布置, 通过式布置时两排岛间距不宜小于 10m, 矩阵式布置时两排岛间距不宜小于 12m; 大车加气、加氢车位宜布置在靠近站前道路侧。

i) 在站区不影响行车的位置, 尤其站房周边宜设置足够数量停车位, 为提高加油效率, 发展非油业务提供条件。充电站的停车位结合充电位一并布置。

j) 原有加油站增加加气或加氢业务时, 加油加气、加氢区应根据销量预测和站界条件合理布置。当油品销量大且有足够的用地, 在加油区增加加气、加氢业务可能影响油品销量时, 加气、加氢区应与加油区绝对分区布置; 当加油站规模过剩, 在原有加油区增设加气、加氢业务对油品销量影响

不大时，可考虑利用原有加油岛或将原有加油岛改造为加气或加氢岛。

7.1.3 设备设施布置合理原则

a) 新建加氢加气站储氢、储气及设备区宜布置在站区里侧；加油站扩建加气加氢业务时，储气区或储氢区宜布置在站区里侧或出口侧围墙处；设备区应设置隔离栏杆围护，避免无关人员进入。

b) 为便于风险管控，工艺设备设施宜集中布置，选择工艺成熟、高度集成的橇装设备。

c) LNG 储罐宜地上设置，当采用非整体橇装设备时，四周应设不渗漏的钢筋混凝土防护堤，LNG 罐区内应设置不小于 2 个对外疏散的出口，出口尽量设置在防护堤的两端。

d) LNG 销量较小时，在保证安全间距的前提下可将 LNG 加气机与柴油加油机布置在同一个岛上。

e) 加氢设备制冷系统的冷却机组、冷冻机组应布置在爆炸危险区域外。

f) 固定储氢设施宜与氢气管束车并排布置。

g) 加氢、加气放空管宜布置在全年最小风频的上风侧。

h) 充（换）电设备设施应布置在辅助服务区内。合建站内充（换）电设施按丁类保护物计算安全间距。

i) 服务区、国省道及部分城郊站设置充电时，应采用直流充电桩，城镇站等离居民区较近的站，可采用直流及交流相结合的方式。

7.2 单一新能源站站内设施的防火间距

a) 加气站站内设施的防火间距见表 7.2-1。

表 7.2-1 CNG 加气站、LNG 加气站站内设施的防火间距表 (m)

设施名称	CNG 储气设施	CNG 放空管口	CNG 加气机(卸)气柱	天然气压缩机(间)	天然气调压器(间)	天然气脱硫和脱水设备	LNG 储罐	LNG 放空管口	LNG 卸车点	LNG 加气机	LNG 潜液泵池	LNG 柱塞泵	LNG 高压气化器	站房	变配电间	消防泵房和消防水池取水口	自用燃煤锅炉房和燃煤厨房	自用燃油锅炉房和燃油厨房	站区围墙
CNG 储气设施	1.5 (1)	—	—	—	—	—	4	3	6	6	6	6	3	5	7.5	6	25	14	3
CNG 放空管管口	—	—	—	—	—	—	4	—	4	6	4	4	—	5	6	6	15	14	3
CNG 加气机、加(卸)气柱	—	—	—	—	—	—	4	8	6	2	6	6	5	5	7.5	6	18	12	—
天然气压缩机(间)	—	—	—	—	—	—	4	—	3	6	6	6	6	5	7.5	8	25	12	2
天然气调压器(间)	—	—	—	—	—	—	4	3	3	6	6	6	6	5	7.5	8	25	12	2
天然气脱硫和脱水设备	—	—	—	—	—	—	4	4	3	6	6	6	6	5	7.5	15	25	12	—
LNG 储罐	4	4	4	4	4	4	2	—	2	2	—	—	3	6	6	15	25	12	4
LNG 放空管管口	3	—	8	—	3	4	—	—	3	—	—	—	—	8	6	12	15	12	3
LNG 卸车点	6	4	6	3	3	3	2	3	—	—	—	2	4	6	7.5	15	25	12	2
LNG 加气机	6	6	2	6	6	6	2	—	—	—	—	—	5	6	7.5	15	18	8	—
LNG 潜液泵池	6	4	6	6	6	6	—	—	—	—	—	—	5	6	7.5	15	25	8	2
LNG 柱塞泵	6	4	6	6	6	6	2	—	2	—	—	—	2	6	7.5	15	25	8	2
LNG 高压气化器	3	—	5	6	6	6	3	—	4	5	5	2	—	8	7.5	15	25	8	2
站房	5	5	5	5	5	5	6	8	6	6	6	6	8	—	—	—	—	—	—
变配电间 ^{注1}	7.5	6	7.5	7.5	7.5	7.5	6	6	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	—	—	—	—	—	—
消防泵房和消防水池取水口	6	6	6	8	8	15	15	12	15	15	15	15	15	—	—	—	—	—	—
自用燃煤锅炉房和燃煤厨房	25	15	18	25	25	25	25	15	25	18	25	25	25	—	—	—	—	—	—
自用燃油锅炉房和燃油厨房	14	14	12	12	12	12	12	12	12	8	8	8	8	—	—	—	—	—	—
站区围墙	3	3	—	2	2	—	4	3	2	—	2	2	2	—	—	—	—	—	—

注 1: 变配电间或室外变压器应布置在作业区之外, 变配电间的起算点应为门窗等洞口。表中所列数据为一般情况下的防火距离。

注 2: 本表为参照《汽车加油加气加氢站技术标准》GB 50156、《加氢站技术规范》GB 50516 及《建筑设计防火规范》GB 50016 基础上进行整理。

b) 加氢站站内设施的防火间距见表 7.2-2。

表 7.2-2 加氢站站内设施的防火间距 (m)

设施名称		储氢容器 ^{注1}			氢气储气井			氢气放空管口	氢气压缩机(间)	氢气卸气柱	加氢机	氢气冷却器	氢气调压阀组间	站房	其它建筑物 ^{注2}	变配电间	自用有燃气(油)设备的房间	站区围墙	道路	消防泵和取水口	室外消火栓(市政消火栓)
		一级	二级	三级	一级	二级	三级														
储氢容器	一级	—			2			—	9	—	10	—	5	10	12	12	14	5	5	30	30~50 (≤80)
	二级	—			2			—	9	—	8	—	5	8	12	10	14	5	4	20	
	三级	—			2			—	9	—	6	—	5	8	12	9	14	5	3	20	
氢气储气井	一级	2			1			—	—	—	4	—	5	6	12	12	14	4.5	5	10	
	二级	2			1			—	—	—	4	—	5	6	12	10	12	4.5	4	10	
	三级	2			1			—	—	—	4	—	5	6	12	9	12	4.5	3	10	
氢气放空管口	—			—			—	6	6	6	—	—	5	10	6	14	5	4	15		
氢气压缩机(间)	9			—			6	—	—	4	—	4	5	10	6	12	4.5	2	15		
氢气卸气柱	—			—			6	—	—	—	—	—	5	12 ^{注3}	7.5	12	4.5	—	6		
加氢机	10	8	6	4			6	4	—	—	—	6	5	8	6	12	4.5	—	6		
氢气冷却器	—			—			—	—	—	—	—	—	5	12 ^{注3}	7.5 ^{注4}	12	4.5	—	6		
氢气调压阀组间	5			5			—	4	—	6	—	—	5	10	6	12	2	2	8		
站房	10	8	8	6			5	5	5	5	5	5	—	6	—	—	—	—	—		
其它建筑物 ^{注2}	12			12			10	10	12 ^{注3}	8	12 ^{注3}	10	6	6	—	—	—	—	—		
变配电间	12	10	9	12	10	9	6	6	7.5	6	7.5 ^{注4}	6	—	—	—	—	—	—	—		
自用有燃气(油)设备的房间	14			14			14	12	12	12	12	12	—	—	—	—	—	—	6		
站区围墙	5			4.5			5	4.5	4.5	4.5	4.5	2	—	—	—	—	—	—	—		
道路	5	4	3	5	4	3	4	2	—	7.5	—	2	—	—	—	—	—	—	—		
消防泵和取水口	30	20	20	10			15	15	6	6	6	8	—	—	—	6	—	—	—		

注 1: 瓶式氢气储存压力容器组之间的距离不宜小于 1.5m。

注 2: 其他构筑物指根据需要独立设置的汽车洗车房、润滑油储存及加注间、小商品便利店、卫生间等。

注 3: 其他构筑物与氢气卸气柱、氢气冷却器的站内防火间距, 按三类保护物考虑。

注 4: 变配电间应布置在作业区之外。

注 5: 本表为参照《汽车加油加气加氢站技术标准》GB 50156、《加氢站技术规范》GB 50516 及《建筑设计防火规范》GB 50016 基础上进行整理, 且本表从严执行。

c) 充换电站站内设施的防火间距见表 7.2-3。

表 7.2-3 充换电站站内设施的防火间距 (m)

设施名称	火灾危险类别	站房	充电桩	充电机	配电室	充换电间	监控室	电池检测与维修间	值班室等附属用房
站房	戊类	—	10	10	—	10	—	10	—
充电桩	丁类	10	—	—	10	10	10	10	10
充电机	丁类	10	—	—	10	10	10	10	10
配电室	丁类	—	10	10	—	10	—	10	—
充换电间	丁类	10	10	10	10	—	—	—	10
监控室	戊类	—	10	10	—	—	—	—	—
电池检测与维修间	丁类	10	10	10	10	—	—	—	10
值班室等附属用房	戊类	—	10	10	—	10	—	—	—

注：充电站和换电站按采用干式变压器考虑安全间距。

7.3 组合新能源站站内设施的防火间距

由加气、加氢、充（换）电站组合的新能源站的站内设施防火间距见表 7.3。

表 7.3 组合能源站站内设施的防火间距汇总表 (m)

设施名称	储氢容器			氢气储气井			氢气放空管口	氢气压缩机(间)	氢气卸气柱	加氢机	氢气冷却器	注 4 CNG 储气设施		CNG 压缩机	CNG 加气机加(卸)气柱	LNG 加气机	LNG 储罐 ^{注 4}			LNG 潜液泵池	LNG 柱塞泵	LNG 卸车点	CNG 放空管	LNG 放空管	LNG 高压气化器 ^{注 6}	
	一级	二级	三级	一级	二级	三级						储气容器	储气井				一级	二级	三级							
	—	—	—	—	—	—																				—
储氢容器	一级	1.5	1.5	1.5	2	2	2	—	9	—	10	—	5	9	8	8	8			8	8	8	8	8	8	
	二级	1.5	1.5	1.5	2	2	2	—	9	—	8	—														
	三级	1.5	1.5	1.5	2	2	2	—	9	—	6	—														
氢气储气井	一级	2	2	2	1	1	1	—	9	—	4	—	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	二级	2	2	2	1	1	1	—	9	—	4	—	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	三级	2	2	2	1	1	1	—	9	—	4	—	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
氢气放空管管口	—	—	—	—	—	—	—	6	6	6	—	—	6	6	6	6	—	—	—	6	—	—	—	—	—	
氢气压缩机(间)	9	9	9	9	9	9	6	—	—	4	—	3	9	4	4	4	9	9	9	6	9	9	9	9	9	
氢气卸气柱	—	—	—	—	—	—	6	—	—	—	—	6	4	4	4	4	10	10	10	4	8	8	8	10	10	
加氢机	10	8	6	4	4	4	6	4	—	—	—	6	4	4	4	4	10	10	10	6	8	8	8	10	10	
氢气冷却器	—			—	—	—	—	—	—	—	—	6	4	4	4	4	10	10	10	6	8	8	8	10	10	
CNG 储气设施	储气容器	5			4	4	4	—	3	6	6	6	1.5	1.5	—	—	6	4			6	6	6	—	3	3
	储气井	5			4	4	4	—	3	6	6	6	1.5	1	—	—	6	4			6	6	6	—	3	3
CNG 压缩机	9			6	6	6	6	9	4	4	4	—	—	—	6	6			6	6	3	—	—	6		
CNG 加气机、加(卸)气柱	8			6	6	6	6	4	4	4	4	—	—	—	2	4			6	6	6	—	8	5		
LNG 加气机	8			6	6	6	6	4	4	4	4	6	6	2	—	2			—	—	—	6	—	5		
LNG 储罐 ^{注 4}	一级	8			6	6	6	—	9	10	10	10	4	4	4	2	2			—	—	2	4	—	3	
	二级	8			6	6	6	—	9	10	10	10	4	4	4	2	2			—	—	2	4	—	3	
	三级	8			6	6	6	—	9	10	10	10	4	4	4	2	2			—	—	2	4	—	3	
LNG 潜液泵池	8			6	6	6	—	9	10	10	10	6	6	6	—	—			—	—	—	4	—	5		
LNG 柱塞泵	8			6	6	6	—	9	10	10	10	6	6	6	—	—			—	—	2	4	—	2		
LNG 卸车点	8			6	6	6	6	6	4	6	6	6	3	6	—	2			—	2	—	4	3	4		
CNG 放空管	8			6	6	6	—	9	8	8	8	—	—	—	6	4			4	4	4	—	—	—		
LNG 放空管	8			6	6	6	—	9	8	8	8	3	—	8	—	—			—	—	3	—	—	—		
LNG 高压气化器 ^{注 6}	8			6	6	6	—	9	10	10	10	3	6	5	5	3			5	2	4	—	—	—		

续表 7.3 组合能源站站内设施的防火间距汇总表 (m)

设施名称	储氢容器			氢气储气井			氢气放空管口	氢气压缩机(间)	氢气卸气柱	加氢机	氢气冷却器	注 4CNG 储气设施		CNG 压缩机	CNG 加气机加(卸)气柱	LNG 加气机	LNG 储罐 ^{注4}			LNG 潜液泵池	LNG 柱塞泵	LNG 卸车点	CNG 放空管	LNG 放空管	LNG 高压气化器 ^{注6}
	一级	二级	三级	一级	二级	三级						储气容器	储气井				一级	二级	三级						
站房	10	8	8	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	6	6			6	6	6	5	8	8
变配电间	12	10	9	12	10	9	6	6	7.5	6	7.5	布置在作业区之外,起算点为门窗洞口													
自用燃煤锅炉房和燃煤厨房	25			25			15	25	18	18	18	25	25	18	18	25	25	25	25	15	15	25	15	15	25
自用有燃气(油)设备的房间	14	14	14	14			14	12	12	12	12	14	12	12	8	12	8	8	12	14	12	14	12	8	
消防泵房和取水口	30	20	20	30	20	20	15	15	6	6	6	6	8	6	15	15			15	15	15	6	12	15	
充电设施 ^{注1、注3、注5}	25	20	15	25	20	15	25	12	12	12	12	18	13	13	13	20	25	22	20	20	20	20	18	20	20
换电设施 ^{注2、注3、注5}	25	20	15	25	20	15	25	12	12	12	12	18	13	13	13	20	25	22	20	20	20	20	18	20	20
站内道路	5	4	3	5	4	3	4	2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
站区围墙	5	5	5	5	5	5	5	4.5	4.5	4.5	4.5	3	2	—	—	—	4			2	2	2	3	3	2

注 1: 合建站中变压器采用干式变压器, 充电区应布置在作业区之外, 且按丁类考虑防火间距。

注 2: 换电设施应布置在作业区之外, 且充换电间、电池检测间、维护间按丁类考虑防火间距, 监控室按戊类考虑防火间距。

注 3: 充换电设施与消防泵房、其他建筑物、变配电间的防火间距按 GB 50016《建筑设施防火规范》执行。

注 4: 地下 LNG 储罐和半地下 LNG 储罐与站外建(构)筑物的距离, 分别不应低于本表中间距的 70%和 80%, 且不应小于 6m。

注 5: LNG 潜液泵池、LNG 柱塞泵、LNG 高压气化器与充电设施和换电设施的防火间距参考 LNG 放空管口、LNG 加气机、LNG 卸车点与站外丁戊类保护物的间距考虑。

注 6: LNG 高压气化器与加氢工艺设备的间距参考“LNG 储罐、泵”。

注 7: 本表参照《汽车加油加气加氢站技术标准》GB 50156、《加氢站技术规范》GB 50516 及《建筑设计防火规范》GB 50016 基础上进行综合整理, 且本表按从严执行。

7.4 综合能源站站内设施的防火间距

综合能源站站内设施的防火间距见表 7.4。

表 7.4 综合能源站站内设施的防火间距汇总表 (m)

设施名称	埋地汽油罐			埋地柴油罐	汽油通气管管口	柴油通气管管口	加油机 ^{注4}	油品卸车点	
	一级站	二级站	三级站						
储氢容器	3			3	6	6	6	8	
氢气储气井	3			3	4	4	4	6	
氢气放空管管口	6			3	6	6	6	6	
氢气压缩机(间)	9			5	9	9	9	6	
氢气卸气柱	6			3	6	6	4	4	
加氢机	6			3	6	6	4	4	
氢气冷却器	6			3	6	6	4	4	
CNG 储气设施	储气容器	6			4	8	6	6	6
	储气井								
CNG 压缩机	6			4	6	4	4	6	
CNG 加气机、加(卸)气柱	4			3	8	6	4	4	
LNG 加气机	4			4	8	6	2	6	
LNG 储罐 ^{注5}	10			8	8	8	6	8	
LNG 潜液泵池	6			6	8	6	6	6	
LNG 柱塞泵	6			6	8	6	6	6	
LNG 卸车点	6			6	8	6	6	6	
CNG 放空管	6			4	6	4	6	6	
LNG 放空管	6			6	6	6	6	6	
LNG 高压气化器 ^{注7}	5			5	5	5	6	5	
站房	4			3	4	3.5	5(4)	5	
变配电间	布置在作业区之外, 起算点为门窗洞口								
自用燃煤锅炉房和燃煤厨房	12.5			10	12.5	10	12.5(10)	15	
自有有燃气(油)设备的房间	8			6	8	6	8(6)	8	
消防泵房和取水口	10			7	10	7	6	10	
充电设施 ^{注1, 注3, 注6}	12.5	11	10.5	9	10.5	9	10.5(9)	4.5	
换电设施 ^{注2, 注3, 注6}	12.5	11	10.5	9	10.5	9	10.5(9)	4.5	
站内道路	—			—	—	—	—	—	
站区围墙	2			2	2	2	—	—	

注 1: 合建站中变压器采用干式变压器, 充电区应布置在作业区之外, 且按丁类考虑防火间距。

注 2: 换电设施应布置在作业区之外, 且充电间、电池检测间、维护间按丁类考虑防火间距, 监控室按戊类考虑防火间距。

注 3: 充换电设施与消防泵房、其他建筑物、变配电间的防火间距按 GB 50016《建筑设施防火规范》执行。

注 4: 括号内数值为对应于柴油加油机相关间距。

注 5: 地下 LNG 储罐和半地下 LNG 储罐与站外建(构)筑物的距离, 分别不应低于本表中间距的 70%和 80%, 且不应小于 6m。

注 6: LNG 潜液泵、LNG 柱塞泵、LNG 高压气化器与充电设施和换电设施的防火间距参考 LNG 放空管口、LNG 加气机、LNG 卸车点与站外丁戊类保护物的间距考虑。

注 7: LNG 高压气化器与加氢工艺设备的间距参考“LNG 储罐、泵”。

注 8: 本表为参照《汽车加油加气加氢站技术标准》GB 50156、《加氢站技术规范》GB 50516 及《建筑设计防火规范》GB 50016 基础上进行综合整理, 且本表从严执行。

8 新能源站

8.1 加气站

8.1.1 加气设备设施及选型

a) LNG 加气站主要设备技术指标及参数

1) 低温储罐: 单罐容积应 $\leq 60\text{m}^3$; 工作压力应 $\leq 1.2\text{MPa}$; 设计压力应为 $1.44\text{MPa}/-0.1\text{MPa}$ (内容器/外容器夹层); 设计温度 应为 -196°C (内筒)。

2) 增压气化器: 最大工作压力应为 1.2MPa ; 常用气化能力宜为 $300\text{Nm}^3/\text{h}$; 设计温度应为 -196°C 。

3) 潜液泵: 常用流量宜为 $340\text{L}/\text{min}$; 最大出口压力应为 1.6MPa ; 设计温度应为 -196°C 。

4) LNG 加气机: 额定工作压力应为 1.6MPa ; 流量范围应为 $0\sim 80\text{kg}/\text{min}$; 计量误差不宜大于 1.5% ; 环境使用温度宜为 $-40\sim 50^\circ\text{C}$; 安全拉断阀拉断力宜为 $400\sim 600\text{N}$ 。

5) EAG 气化器: 最高工作压力应为 1.2MPa ; 常用气化能力宜为 $150\text{Nm}^3/\text{h}$; 设计温度应为 -196°C ; 出口气体温度不宜低于环境温度 $10^\circ\text{C}\sim 15^\circ\text{C}$ 。

b) LNG 加气站设备选型要求

1) 站区面积较小的 LNG 加气站, 宜采用立罐; 站区面积较大, 且位于城镇居民区周边的 LNG 加气站, 宜采用卧罐。

2) LNG 低温储罐液相管道根部阀门应采用焊接连接。

3) LNG 低温储罐应采用双筒结构, 隔热形式应采用真空粉末隔热或真空缠绕隔热。

4) LNG 加气机具备加气和回气计量功能, 具备紧急停车功能, 枪管根部设置拉断阀, 具备静电释放功能, 具备语音播放功能; 具备卡机联动功能, 并保证加油卡在加气机上能正常使用。

5) LNG 加气机不得设在室内且应选用液、气相双流量计结构, LNG 加气机应配备吹扫枪。

6) 控制阀宜为气动阀; 加气机内 LNG 管道的保冷材料宜选用真空绝热管; 加气机的加气枪可选用技术成熟的普通加气枪或者气动加气枪。

7) LNG 储罐的底部 (外壁) 与潜液泵罐的顶部 (外壁) 的高差, 宜为 $1.2\text{m}\sim 1.5\text{m}$ 。

8) 加气站销量小、两把及以下加气枪时可设置单泵。销量大、两把以上加气枪时宜设置双泵, 也可选择大流量大功率泵。

9) 加气站销量较高的橇装站, 宜增加移动式卸车增压器, 提高卸车效率。

10) LNG 加气站使用燃气采暖设备时, 宜设置 BOG 回收橇。依据采暖面积和用气量, 指导 BOG 回收橇的选型。当环境温度低于 -10°C 时, BOG 回收橇宜配备电加热水浴复热器。

11) LNG 加气站可选用橇装加气设备, 也可选用分体式设备; 当选用配置加气机的橇装加气站设备时, 橇装设备厂家宜在加气机位置考虑设置雨棚。

12) LNG 储罐的仪表设置应符合下列规定: LNG 储罐应设置液位计和高液位报警器, 高液位报警

器应与进液管道紧急切断阀联锁；LNG 储罐最高液位以上应设置压力表；在内罐与外罐之间应设置检测环形空间绝对压力的仪表或检测接口；液位计、压力表应能就地指示。并应将检测信号传送至控制室集中显示。

13) 潜液泵罐应设置温度和压力检测仪表，温度和压力检测仪表应能就地指示，并应将检测信号传送至控制室集中显示。

c) L-CNG 加气站主要设备技术参数及选型

1) 低温储罐：单罐容积应 $\leq 60\text{m}^3$ ；工作压力应 $\leq 1.2\text{MPa}$ ；设计压力宜为 $1.44\text{MPa}/-0.1\text{MPa}$ (内容器/外容器夹层)；设计温度应为 -196°C (内筒)，保温形式应采用真空粉末隔热或真空缠绕隔热。

2) 增压气化器：最高工作压力应为 1.2MPa ；常用气化能力宜为 $300\text{Nm}^3/\text{h}$ ；设计温度应为 -196°C 。气化器设计压力不应小于最大工作压力的 1.2 倍；出口温度不应低于 5°C ；出口管道应设置温度和压力检测仪表应能就地指示，并应将检测信号传送至控制室集中显示。

3) 柱塞泵：出口压力应 $\leq 40\text{MPa}$ ；设计温度应为 -196°C ；流量宜为 $1000\sim 2500\text{L}/\text{h}$ 。设置应满足泵吸入压头要求；泵进、出口管道设置防振装置；泵出口管道上应设置止回阀和全启封闭式安全阀；在泵出口管道上应设置压力检测仪表，压力检测仪表应能就地指示，并应将检测信号传送至控制室集中显示。

4) 固定储气设施：总容积应 $\leq 12\text{m}^3$ (一级综合能源站、加气站)、 $\leq 9\text{m}^3$ (二、三级加气站、综合能源站)；最大工作压力不应大于 40MPa 。宜选择储气井。在地表滑坡带等不宜采用储气井时，应选择地上储气瓶组。

5) 应选择三线制加气机，额定工作压力不应大于 35MPa ，流量范围宜为 $1\sim 40\text{Nm}^3/\text{min}$ ，计量准确度不应低于 1.0 级，使用温度宜为 $-40\sim 50^\circ\text{C}$ ，拉断阀拉断力宜为 $400\sim 600\text{N}$ 。

6) 加臭装置：加臭剂加入浓度宜为 $20\sim 25\text{mg}/\text{Nm}^3$ ；额定工作压力不应大于 40MPa ；容器采用不锈钢，具有残液收集功能。

7) 优先顺序控制盘：宜选择机械并联式。

d) CNG 常规加气站主要设备参数及选型

1) 压缩机：进口压力宜 $\geq 0.2\text{MPa}$ ，最大出口压力不应大于 40MPa ，单台平均排气量宜为 $600\sim 1500\text{Nm}^3/\text{h}$ 。宜选择橇装房舱结构，冷却方式宜采用水冷，风沙大及冬季最冷月平均最低温度低于 5°C 地区，宜采用混冷或空冷。冬季最冷月平均温度低于 5°C 地区冬凝结水收集、排放设施应采取防冻措施。房舱内部应设置通风换气设备、可燃气体报警设备、照明设备。橇装压缩机的运行噪音宜不大于 85dB ，且应达到所在地的噪音控制标准的指标要求。压缩机进（排）气口应设高、低压报警和高压越限停车装置；压缩机控制系统应设置进气压力偏低报警、进气压力超高报警和高压越限停机、排气压力超高报警和高压越限停机装置；控制系统还应设置排气温度超高报警和高温越限停机装置；控制系统还应设置润滑油系统低压报警和停机装置。缓冲罐应有凝液捕集分离功能，天然气在缓冲罐内的停留时间不宜小于 10s 。

2) 固定储气设施：最大工作压力不应大于 40MPa，且不应超过相对应加气设备额定工作压力 5 Mpa 及以上；固定储气设施组别划分：高、中、低压三组，其容积比为 1:2:3 或 1:1:2。宜选择储气井，在地表滑坡带等不宜采用储气井时，应选择地上储气瓶组。储气瓶（组）、储气井进气总管道应设安全阀、紧急放空管、压力表及超压报警器。

3) CNG 加气机：三线制，额定工作压力不应大于 35MPa，流量范围宜为 1~40 Nm³/min，计量准确度不应低于 1.0 级，使用温度宜为-40~50℃，拉断阀拉断力宜为 400~600N。不得设置在室内；应选择三线制加气机，宜采用双枪型号；流量计应选用优质专用质量流量计；额定工作压力不同的加气机，其加气枪的加注口应采用不同的结构形式。

4) 调压计量装置：工作压力宜≥0.2MPa，计量精度不应低于 1.0 级，工作环境温度：-40~60℃。宜选择橇装结构；入口应设置紧急切断阀。

5) 脱水装置：宜设置前置低压脱水装置，工作压力宜≥0.2MPa，进站天然气通过脱水装置的压力损失宜控制在 0.03MPa 左右；宜选择橇装结构；应设为双塔结构，一备一用；采用加热天然气内部闭路循环法再生，冷却采用风冷或混冷，低压脱水应设有再生循环装置；出口应设置在线水含量分析仪，冬季最冷月平均温度低于 5℃地区应采取防冻措施。

6) 脱硫装置：应设为双塔结构，一备一用；宜采用固体脱硫剂。

7) 优先顺序控制盘：宜选择机械式结构。

e) CNG 加气子站主要设备技术参数及选型

1) 子站压缩机：进气压力宜为 3.0~20.0MPa，平均排气量宜为 700~2000Nm³/h。宜选择橇装房舱结构、集成优先顺序控制盘。宜采用风冷或混冷冷却，冬季最冷月平均最低温度低于 5℃地区，凝结水收集、排放设施应采取防冻措施，采用混冷方式时冬季使用防冻液；橇装压缩机的运行噪音不应大于 85dB，且应达到所在地的噪音控制标准要求。压缩机进（排）气口应设高、低压报警和高压越限停车装置；压缩机控制系统应设置进气压力偏低报警、进气压力超高报警和高压越限停机、排气压力超高报警和高压越限停机装置；控制系统还应设置排气温度超高报警和高温越限停机装置；控制系统还应设置润滑油系统低压报警和停机装置。

2) 固定储气设施：最大工作压力不应大于 40MPa；固定储气设施组别划分高压、中压两组，其容积宜比为 1:2 或 1:3。宜选择储气井。在地表滑坡带等不宜采用储气井时，应选择地上储气瓶组。

3) CNG 加气设备：应选择三线制加气机，额定工作压力不应大于 35MPa，流量范围宜为 1~40 Nm³/min，计量准确度不应低于 1.0 级，拉断阀拉断力宜为 400~600N。宜采用双枪型号；流量计应选用优质专用质量流量计；额定工作压力不同的加气机，其加气枪的加注口应采用不同的结构形式。储气瓶（组）、储气井进气总管道应设安全阀、紧急放空管、压力表及超压报警器。

4) CNG 卸气柱：单线制，额定工作压力 20.0MPa，流量范围宜为 1~80 Nm³/min，计量准确度不宜低于 1.0 级，使用温度宜为-40~50℃，拉断阀拉断力宜为 600~900N。

5) 优先顺序控制盘：宜选择机械并联式。

8.1.2 管道及组成件

a) LNG 加气站工艺管道及其管道组件

1) LNG 管道系统的设计压力不应小于最大工作压力的 1.2 倍；BOG 管道调压前设计压力宜为 1.92MPa，调压后设计压力宜为 0.01MPa；EAG 管道设计压力宜为 1.92MPa；压缩空气管道设计压力宜为 1.0MPa。

2) LNG 管道设计温度应为 -196°C ，BOG 管道设计温度应为 -196°C ，EAG 管道设计温度应为 -196°C ，压缩空气管道设计温度宜为 $-40\sim 50^{\circ}\text{C}$ ，该设计温度可根据区域的气候特点确定。

3) LNG 工艺管道、EAG 工艺管道、EAG 加热器后放散管道和压缩空气管道均采用不锈钢无缝钢管，材质为 06Cr19Ni10，其性能应符合现行国家标准《流体输送用不锈钢无缝钢管》GB/T14976 中的有关规定；BOG 回收橇后的常温天然气管道采用无缝钢管，其性能应符合现行国家标准《输送流体用无缝钢管》GB/T8163 中的有关规定。

4) LNG 工艺管道组件材质选择应和工艺管道材质一致，且应与液化天然气相适应。

5) LNG 管道与管道连接采用对焊连接，管道与阀门、设备连接可采用带径突面对焊法兰连接或承插焊连接方式，密封垫片采用耐低温的材料垫片。管道除动设备减震需求外，均应采用硬管连接。安装后，应加保冷绝热材料保护。

6) 液相管道及气相管道坡向应为连续向下，不宜采用 90 度弯头。气相宜避免上“U”型弯，液相宜避免下“∩”型弯，无法避免时，应优先保证气相管道；低温管道严禁两个三通管件呈“十字”或“工字”焊接。

7) LNG 低温管道所采用的绝热保冷材料应具有防潮、不燃材料性能，里层为难燃材料的复合绝热保冷材料，低温管道的绝热工程应符合现行国家标准《工业设备及管道绝热工程设计规范》GB 50264 的相关规定。LNG 管道保冷宜采用 PIR（聚异三聚氰酸酯）保冷技术，PIR 保冷管壳的厚度宜不小于 80mm，且应设置防潮层；PIR 保冷管壳的接缝，包括径向和轴向接缝，应满涂低温粘接剂以确保密封；管件及阀门段保冷采用 PIR 现场发泡保冷。保冷材料的施工应符合现行国家标准《工业设备及管道绝热工程施工规范》GB 50126 的相关规定，并由有资质的施工单位进行施工。

8) 加气管道长度应根据 LNG 销量适当控制，销量较大的站，LNG 潜液泵出液口与加气机的距离不宜超过 50 米；销量较小的站，潜液泵出液口与加气机的距离不宜超过 40 米，避免加气管道过长、损耗加大。

9) LNG 储罐与 LNG 潜液泵之间不宜采用软管连接，储罐与 LNG 潜液泵的距离宜为 2 米。

10) 从储罐出液口到 LNG 潜液泵进液口，弯头宜采用两个，管道坡向 LNG 潜液泵安装。

11) 当 LNG 管沟需要采用封闭管沟敷设时，管沟应采用中性沙子填实。

12) 加气站内应设置集中放空管，LNG 储罐的放空管应接入集中放空管，其他设备和管道的放空管宜接入集中放空管；放空管口应高出以管口为中心半径 12m 范围内的建筑物顶或设备平台 2m 及以上，且距地面不应小于 5m；低温天然气系统的放空应经加热器加热后放空，放空天然气的温度不宜

低于-107℃。

b) CNG 加气站管道及组件

1) 管道及其管道组成件设计压力应比最高工作压力高 10%，且在任何情况下不应低于安全阀的设定值。

2) 天然气管道应选用无缝钢管。设计压力大于等于 4Mpa 的天然气管道，应符合现行国家标准《流体输送用不锈钢无缝钢管》GB/T14976 或《高压锅炉用无缝钢管》GB5310 的有关规定；CNG 管道宜选用不锈钢无缝钢管。设计压力低于 4Mpa 的天然气管道，应符合现行国家标准《输送流体用无缝钢管》GB/T8163 的有关规定。

3) 管道组件(阀门、接头、法兰等)和工艺管道材质应一致，且应与天然气介质相适应。

4) 低压管道连接应采用对焊连接，管道与阀门、设备连接应采用带径突面密封对焊法兰，密封垫片采用带内、外环的金属缠绕垫；管道公称直径>DN25 的高压管道连接应采用对焊连接，管道与阀门、设备连接应采用焊接连接；管道公称直径≤DN25 的高压管道连接、管道与阀门、设备连接应采用双卡套接头连接或焊接连接。双卡套接头应符合现行国家标准《卡套接头技术条件》GB3765 的相关规定。

5) 配管在满足工艺要求的条件下，应做到距离最短，并尽可能减少弯管数量。

6) 室外天然气管道宜采用埋地或管沟敷设。埋地敷设时其管顶距离地面不应少于 0.5m，冰冻地区宜敷设在冰冻线以下；采用管沟敷设时，应采取防止天然气泄漏积聚的措施。室内天然气管道宜采用管沟敷设，管沟应使用中性沙填充。

7) 不同压力级别系统的放空管宜分开设置；放空管管口应高出设备平台及管口为中心半径 12m 范围内的建（构）筑物 2m 及以上，且应高处所在地面 5m 及以上；放空管应垂直向上。

8.1.3 加气设施的安全

a) CNG 加气设施的安全

1) CNG 压缩机宜单排布置，压缩机房的主要通道宽度不宜小于 2m。

2) CNG 加气站内所设置的固定储气设施应选用瓶式容器或储气井。

3) CNG 进站管道上应设置紧急切断阀，可手动操作的紧急切断阀的位置应便于发生事故时能及时切断气源。CNG 加气机、卸气柱的进气管道上，宜设置防撞事故自动切断阀。

4) 站内 CNG 调压计量、增压、储存、加气各工段，应分段设置切断气源的切断阀。

5) 储气瓶（组）、储气井与加气机或加气柱之间的总管上应设主切断阀。每个储气瓶（井）出口应设切断阀。

6) 储气瓶（组）、储气井进气总管上应设安全阀及紧急放空管、压力表及超压报警器。车载储气瓶组应有与站内工艺安全设施相匹配的安全保护措施，但可不设超压报警器。

7) 站内设备和各级管道应设置安全阀。

8) 站内的设备及管道, 凡经增压、输送、储存、缓冲或有较大阻力损失需显示压力的位置, 均应设置测压点, 并应开设供压力表拆卸时高压气体泄压的安全泄气孔。压力表量程范围宜为工作压力的 1.5 倍~2.0 倍。

9) 站内高压管道宜采用焊接连接, 管道与设备、阀门可采用法兰、卡套、锥管螺纹连接。

b) LNG 和 L-CNG 加气设施的安全

1) 在城市中心区内, LNG 加气站及合建站应采用地下 LNG 储罐或半地下 LNG 储罐。

2) 储罐基础的耐火极限不应低于 3.00h。

3) 连接槽车的卸液管道上应设置切断阀和止回阀, 气相管道上应设置切断阀。

4) 在 LNG 加气岛上宜配置氮气或压缩空气管吹扫接头, 其最小爆破压力不应小于公称压力的 4 倍。

5) LNG 管道的两个切断阀之间应设置安全阀或其他泄压装置, 泄压排放的气体应接入放散管。

8.2 加氢站

8.2.1 加氢站主要设施及选型

a) 氢气卸气柱

氢气卸气柱包含单接口卸气柱、双接口单计量卸气柱和双接口双计量卸气柱。工作/设计压力为 20MPa/22MPa、工作/设计温度为环境温度。

当设置 2 个固定卸气作业车位时, 宜采用 2 台单接口或 1 台双接口双计量卸气柱。

卸气柱与运输车辆相连的管道上应设置拉断阀, 拉断阀应能够在 400~600N 的轴向载荷作用下断开连接, 分离后两端应自行密闭, 并宜设置防甩脱装置。

氢气卸气管道上应设置过滤器并能阻止粒度大于 10 μ m 的固体杂质通过。

卸气柱应设置泄放阀、紧急切断阀、就地和远传压力测量仪表。

b) 储氢容器

高压储氢加氢站宜采用储氢瓶组, 储氢瓶组常用容积: 9m³/组或 18m³/组, 储氢瓶组之间的距离不宜小于 1.5m。储氢罐的水容积不应大于 5m³/台。

工作/设计压力: 45MPa/49.5MPa (加注 35MPa), 87.5MPa/98MPa (加注 70MPa); 设计温度: -40 $^{\circ}$ C ~85 $^{\circ}$ C。

储氢容器应设置安全阀, 整定压力不得超过容器的设计压力。安全阀前后应分别设 1 个全通径切断阀, 并应设置为铅封开或锁开; 当拆卸安全阀时, 有不影响其他储氢容器和管道放空的措施, 则安全阀前后可不设切断阀。安全阀应设置副线, 副线上应设置可现场手动和远程控制操作的紧急放空阀门, 安全阀的排放能力不应小于相应压缩机的最大排气量。

应设置氢气放空管, 放空管应设置 2 个切断阀和取样口。

应设置氮气吹扫置换接口，氮气纯度不应低于 99.5%。

应设置压力测量仪表，并应分别在控制室和现场指示压力。应在控制室设置超压报警和低压报警装置。

应设置带记录功能的氢气泄漏报警装置和视频监测装置。

储氢容器、储氢井应配备操作参数记录装置，并应实时监测和自动记录压力、温度和压力波动范围超过设计压力 20%的压力波动次数。记录装置应长期保存上述所有记录。

c) 氢气压缩机

氢气压缩机单台压缩机排气能力：500kg/12h、1000kg/12h（12.5MPa）。

进口/出口工作压力：5~20MPa/45MPa，35~45MPa/87.5MPa。

设计压力：49.5MPa（加注压力 35MPa）、96.25MPa（加注压力 70MPa）、设计温度：-40℃~85℃。

当只设一台氢气压缩机时，宜预留备用氢气压缩机用地。

压缩机进口应设置压力高、低限报警系统，出口应设置压力高高限、温度高高限停机连锁系统。润滑油系统应设油压高、低或油温高的报警装置，以及油压过低的停机连锁系统。冷却水系统应设温度、压力或流量的报警和停机连锁系统。

压缩机进、出口管路应设置吹扫口。

采用隔膜式压缩机时，应设膜片破裂报警和停机连锁系统。

当采用撬装式氢气压缩机时，在非敞开的箱柜内应设置排气设施、氢气浓度报警、火焰报警、事故排风连锁装置等安全设施。

d) 加氢机

加氢机分为单枪加氢机、双枪单计量加氢机、双枪双计量加氢机。单枪加注流量 $\leq 7.2\text{kg/min}$ ，常用额定工作压力 35MPa 或 70MPa、设计压力 49.5MPa 或 96.25MPa、设计温度：-40℃~85℃。

加氢机的型式及数量应根据所需加氢的氢能汽车型式及数量和每辆汽车所需加注氢气量、储氢容器容积以及氢气压缩机的排气量确定。

加氢机应具有充装、计量和控制功能。

氢气加注应控制加注流量，使车载储氢瓶内氢气温度不超过 85℃，加注率宜为 95%~100%。

加氢机计量宜采用质量流量计计量，计量精度不得低于 1.5 级，最小分度值应为 10g。

加氢机应设置能实现控制及连锁保护功能的自动控制系统，当单独设置可编程逻辑控制器 PLC 时，则信号应通过通信方式与位于控制室的加氢设施控制系统进行信号往来，连锁信号应通过硬线与加氢设施控制系统进行信号往来：

额定工作压力不同的加氢机，其加氢枪的加注口应采用不同的结构形式。加注压力 70MPa 的加氢枪接口选用 TK17，加注压力 35MPa 的加氢枪接口可选用 TK25 或 TK16。

加氢机应设置安全泄压装置，安全阀应选用全启式安全阀。

加氢机在现场及控制室或值班室均应设置紧急停车按钮，在出现紧急情况时，可按下该按钮，

关闭进气阀门。

加氢机应设置脱枪保护装置，发生脱枪事故时应能阻止氢气泄漏；加氢软管应设置拉断阀。拉断阀应能够在 400~600N 的轴向载荷作用下断开连接，分离后两端应自行密闭。

8.2.2 氢气管道及组成件

a) 设计压力大于或等于 20MPa 的氢气管道采用高压无缝钢管，管道材质应采用 316/316L 双牌号钢或经实验验证的具有良好的氢相容性的材料，316/316L 双牌号钢常温机械性能应满足两个牌号中机械性能的较高值，化学成分应满足 L 级的要求，镍 (Ni) 含量不应小于 12%，许用应力应按 316 号钢选取，管道设计应执行 ASME B31.12 及 ASME B31.3 的有关规定。

b) 氢气放空管道材质应采用奥氏体不锈钢，执行现行国家标准《流体输送用不锈钢无缝钢管》GB/T 14976 的有关规定，经酸洗、钝化处理状态供货。

c) 加氢设施内所有氢气管道、阀门、管件的设计压力不应小于最大工作压力的 1.1 倍，且不得低于安全阀的整定压力。

d) 高压氢气管道的壁厚计算应符合下列规定：

1) 当直管的计算壁厚 t 小于管子外径 D_0 的 1/6 时，直管的计算壁厚应按式 9.2.3-1 计算，管子的名义壁厚应按式 9.2.3-2 计算：

$$t = \frac{PD_0}{2[\sigma]^t E_j M_r + 2PY} \dots\dots\dots (8.2.2-1)$$

$$\bar{T} = t + C_1 + C_2 + C_3 + C_4 \dots\dots\dots (8.2.2-2)$$

式中：

- t — 直管的计算壁厚，mm；
- P — 设计压力，MPa；
- D_0 — 管子外径，mm；
- $[\sigma]^t$ — 设计温度下管子材料的许用应力，MPa；
- E_j — 焊缝质量系数，对无缝钢管取 1；
- M_r — 材料性能系数（与氢气相关的材料性能损失系数），奥氏体不锈钢取 1.0；
- Y — 温度对计算直管壁厚公式的修正系数，当 t 小于管子外径 D_0 的 1/6 时，温度对计算直管壁厚公式的修正系数 Y 应取值 0.4；
- \bar{T} — 名义厚度，标准规定的厚度，mm；
- C_1 — 材料厚度负偏差，按材料标准规定，mm；
- C_2 — 腐蚀、冲蚀裕量，mm；
- C_3 — 机械加工深度。对带螺纹的管道组成件，取公称螺纹深度；对未规定公差的机械加工表面或槽，取规定切削深度加 0.5mm，mm；
- C_4 — 厚度圆整值，mm。

2) 当直管的计算壁厚 t 等于或大于管子外径 D_0 的 1/6 时，或设计压力 P 与在设计温度下材料的许用应力 $[\sigma]^t$ 和焊缝质量系数 E_j 乘积之比 $P/([\sigma]^t E_j)$ 大于 0.385 时，直管的计算壁厚应根据断裂理论、疲劳、热应力及材料特性等因素综合考虑确定。

e) 外径小于或等于 25.4mm，且设计压力大于或等于 20MPa 小于 45MPa 的高压氢气管道应采用机械抓紧双卡套接头连接；外径小于或等于 25.4mm，且设计压力大于或等于 45MPa 的高压氢气管道应采用高压锥面螺纹接头连接；设计压力小于 20MPa 的氢气管道连接应采用焊接连接。氢气管道与

设备、阀门的连接,根据需要宜采用卡套或螺纹连接,螺纹连接处应采用聚四氟乙烯薄膜作为填料。

f) 由于振动、压力脉动及温度变化等可能产生交变荷载的部位,不应采用螺纹连接。

g) 氢气放空管的设置,不同压力级别系统的放空管不应直接连通,应分别引至放空总管,并宜以向上 45°角接入放空总管。放空总管公称直径不宜小于 DN80。放空总管应垂直向上,管口应高出站内设施最高点 2m 以上且应高出所在地面 5m 及以上。放空管道的设计压力不应小于 1.6MPa。放空总管应采取防止雨雪侵入和杂物堵塞的措施。放空单管内直径应大于对应安全阀的泄放口直径,放空总管的截面积应大于各安全阀泄放口截面积之和。

h) 氢气管道宜地上布置在管墩或管架上。氢气管道不应敷设在未充沙的封闭管沟内。氢气管道埋地敷设时,其管顶距地面不应小于 0.7m。冰冻地区宜敷设在冰冻线以下。

i) 站区内氢气管道明沟敷设时,氢气管道不得与除氮气管道外的其他管线共沟敷设。明沟顶部宜设置格栅板或通气盖板,应保持沟内通风良好,并不得有积聚氢气的空间。管道支架、格栅板或通气盖板应采用不燃材料制作。

j) 氢气管道布置应满足柔性要求,管道宜采用自然补偿。宜在流量计、调节阀等易产生振动的设备附近设置固定点。

k) 当采用地上敷设时,氢气管道与其他管线之间应满足表 8.2.3-1 的要求。

表 8.2.2-1 地上敷设氢气管道与其他管线间距

管线名称	平行净距 (m)	交叉净距 (m)
给水管、排水管	0.25	0.25
压缩空气等不燃气体管道	0.25	0.25
燃气管、燃油管	0.5	0.25
绝缘导线和电气线路	1.0	0.5
穿有导线的电线管	1.2	0.25
插接式母线、悬挂干线	3.0	1.0

注:当管道间距不满足上表要求时,采取有效措施后可适当缩减间距。

l) 地下敷设的氢气管道与其他地下管线间距应符合表 8.2.3-2 要求:

表 8.2.2-2 地下敷设氢气管道与其他地下管线间距

管线名称	平行净距 (m)	交叉净距 (m)
给水管直径:		
<75 mm	0.8	0.25
75-150 mm	1.0	
200-400 mm	1.2	
>400 mm	1.5	
排水管直径:		
<800 mm	0.8	0.25
800-1500 mm	1.0	
>1500 mm	1.2	
压缩空气等不燃气体管道	1.5	0.15
电力电缆	1.0	0.5
直埋电信电缆	0.8	0.5
电缆管	1.0	0.25
电线沟	1.5	0.25
排水暗渠	0.8	0.5

注:当管道间距不满足上表要求时,采取有效措施后可适当缩减间距。

8.2.3 高压储氢、加氢设施的安全要求

a) 储氢容器、氢气储气井与加氢机之间的总管上应设主切断阀和通过加氢设施控制系统操作的紧急切断阀、吹扫放空装置。每个储氢容器、氢气储气井出口应设切断阀。

b) 储氢容器、氢气储气井应设置可现场手动和远程开启的紧急放空阀门及放空管道。

c) 储氢容器、氢气储气井和各级管道应设置安全阀。安全阀的设置应符合《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG21 的有关规定。安全阀的整定压力不应大于管道和设备的设计压力。

d) 氢气系统和设备均应设置氮气吹扫装置，所有氮气吹扫口前应配置切断阀、止回阀。吹扫氮气的纯度不得低于 99.5%。

e) 储氢区、长管拖车或管束式集装箱卸载区、氢气增压区应设置火灾报警探测器。探测器宜选用热成像类型，火灾场景的设备表面覆盖率不应小于 85%。

f) 加氢设施内易积聚泄漏氢气的房间或箱柜顶部应设置氢气探测器。当空气中氢气含量（体积比）达到 0.4%时应报警，达到 1%时自动控制系统应能联锁启动相应的事故排风风机，达到 1.6%时应启动紧急切断系统。

g) 加氢设施应设置手动（人工）启动的紧急切断系统，在事故状态下，可手动关停压缩机、液氢增压泵和加氢机，同时紧急关闭氢气管道上的紧急切断阀。紧急切断系统设置应符合如下规定：

1) 加氢站应设置紧急切断系统，该系统应能在事故状态下实现紧急停车和关闭紧急切断阀的保护功能。

2) 紧急切断系统应在现场工作人员容易接近且较为安全的位置和在控制室、值班室内或站房收银台等有人员值守的位置设置紧急切断开关：

3) 工艺设备的电源和工艺管道上的紧急切断阀应能由手动启动的远程控制切断系统操纵关闭。

4) 紧急切断系统应只能手动复位。

h) 加氢设施邻近行车道的地上氢气设备应设防撞柱（栏）。

i) 储氢容器、氢气储气井的出口管道上宜设置过流防止阀或采取其他防过流措施。

j) 氢气压缩机间或箱柜应有泄压结构。

k) 氢气管道系统应设置防止高压管道系统的气体串入低压管道系统造成止回阀或控制阀超压。

8.3 充（换）电站

8.3.1 充（换）电系统

a) 充电方式分为直流快充、交流慢充 2 种，充电方式的选择应根据服务车辆车型、充电位及停车位数量，选择直流快充、交流慢充等充电方式。

1) 直流充电桩（机）宜采用一桩（机）多充式，交流充电桩一般采用一桩一充式。

2) 设备不应安装在强烈振动、冲击和强电磁干扰场所，外磁场感应强度不得超过 0.5 mT。

3) 设备安装垂直倾斜度不应超过 5%。

4) 安装在室外的充电设备, 充电接口处应采取必要的防雨、防尘措施。充电设备以及暴露在外的部件应符合现行行业标准 GB/T 4797.5 的有关规定。

5) 直流快充式整车充满时间不宜超过 0.5h, 交流慢充式整车充满时间不宜超过 6h。

b) 换电站的换电方式分自动换电、半自动换电和手动换电 3 种方式。换电站应设置事故电池的隔离措施, 电池储存区应设置事故电池紧急运送通道。乘用车电池箱更换时间不宜超过 300s, 商用车电池更换时间不宜超过 600s。

8.3.2 充(换)电主要设备设施及选型

a) 非车载充电机

1) 最高充电电压应根据电动汽车动力蓄电池的特性及电池单体串联数量确定, 输出直流电压范围宜优先从 150V~350V、300V~500V 和 450V~750V 三个等级选择, 直流输出电压范围宜从电压优选范围中选择一组最高电压大于或等于 U_r 的等级确定; 输出电压 (U_r) 应符合现行国家标准《电动汽车充电站设计规范》GB 50966 的相关规定。

2) 最大充电电流应在确保安全、可靠充电的情况下, 根据电动汽车动力蓄电池的容量、充电速度、供电能力及设备性价比等确定; 输出的直流额定电流应优先采用 10A、20A、50A、100A、160A、200A、315A 和 400A; 应从电流优选值中选择一个大于或等于 I_r 的数值确定为充电机直流输出额定电流; 输出直流额定电流 (I_r) 应符合现行国家标准《电动汽车充电站设计规范》GB 50966 的相关规定。

3) 充电机宜采用模块化高频开关电源, 交流输入与直流输出电气隔离。

4) 充电机应具有为蓄电池系统安全、自动地充满电的能力。充电过程不对电池造成伤害, 且不会给周围的环境和人带来伤害。

5) 非车载充电接口应具有锁止防触电功能, 电击防护要求应符合现行行业标准 GB/T 18487.1 的有关规定。充电连接器在不充电时应放置在不轻易触及的位置。

6) 充电机的功能和技术指标应符合现行行业标准《电动汽车非车载传导式充电机技术条件》NB/T 33001 的有关规定。

7) 充电机应具备与电池管理系统通信的接口, 用于判断充电连接状态、获得动力蓄电池充电参数及充电实时数据。并应具备与充电站监控系统通信的功能, 用于将非车载充电机状态及充电参数上传到充电站监控系统, 并接收来自监控系统的指令。

b) 直流充电桩

1) 直流充电桩应具有为电动汽车车载充电机提供安全、可靠的直流电源的能力, 并应符合现行国家标准《电动汽车充电站设计规范》GB 50966 的相关规定。

2) 直流充电桩应具备与上级监控管理系统的通信接口。

3) 机桩一体式直流充电桩基础应高出充电站地坪 0.2m 及以上, 附近宜设置高度不小于 0.8m 防撞栏。

c) 交流充电桩

1) 交流充电桩供电电源应采用 220V 交流电压, 额定电流不应大于 32A。

2) 交流充电桩应具有为电动汽车车载充电机提供安全、可靠的交流电源的能力, 并应符合现行国家标准《电动汽车充电站设计规范》GB 50966 的相关规定。

3) 交流充电桩应具备与上级监控管理系统的通信接口。

d) 直流充电机

1) 充电机最大输出电压不应小于 U_{rmax} , U_{rmax} 应符合现行国家标准《电动汽车电池更换站设计规范》GB/T 51077 的相关规定。

2) 充电机最小输出电压不应大于 U_{rmin} , U_{rmin} 应符合现行国家标准《电动汽车电池更换站设计规范》GB/T 51077 的相关规定。

3) 充电机选型应充分考虑同一充电机对不同容量电池进行充电时的效率变化, 使充电机工作在最佳效率附近。

4) 充电机宜采用模块化高频开关电源, 具备功率因数校正和谐波治理功能。

5) 充电机的布置应有利于通风和散热。多台充电机宜组屏安装。电池更换站内充电机屏的外形尺寸应保持一致。

6) 充电机屏宜布置在充电架附近, 屏前、后应留有运行及检修通道。运行及检修通道的宽度应符合表 8.3.2 的要求。

表 8.3.2 运行及检修通道的最小尺寸

布置方式	柜前通道 (mm)	柜后通道 (mm)	柜侧面通道 (mm)
单排布置	1500	1000	1000
双排面对面布置	2000	1000	1000
双排同向布置	1500	1000	1000
双排背对背布置	1500	1500	1000

注 1: 当建筑物的墙面遇有柱类突出时, 突出部位的通道宽度可减少 200mm。

注 2: 柜后免维护的柜可靠墙布置。

注 3: 柜靠墙布置时, 柜后面与墙净距离应大于 50mm, 侧面与墙净距离应大于 200mm。

e) 电池箱更换设备

1) 电池更换站设置乘用车自动换电工位时, 宜采用底部换电方式; 设置手动换电工位时, 宜采用侧向或端部换电方式。

2) 电池更换站内应配备应急更换设备, 以保证电池箱应急更换的需要。

3) 同一商用车换电工位内配置的电池箱外形尺寸不宜超过 3 种, 3 种电池箱的连接器应统一规格; 同一乘用车换电工位内配置的电池箱外形尺寸宜为 1 种。

4) 设备的布置应方便车辆的通行及停靠。

5) 设备应根据电池箱在车体的安装位置相应布置。

- 6) 在装载、搬运和卸载电池箱的过程中, 电池箱更换设备应保证操作人员、车辆和设备的安全。
- 7) 室内地面和电池存放架应做防静电处理。并应设置吸气式高灵敏度感烟火灾探测器, 其火灾报警信号应传至有人值班的值班室或控制室。室内应具有环境温度监控设施。室内照明不应使用热辐射光源。
- 8) 电池组应分组存放, 每组电池之间应有防火分隔措施。
- 9) 充电设备的配电回路宜设置限流式电气防火保护器。
- 10) 充电设备应有充电电流、充电电压、电池温度监控, 当参数异常时, 应发出报警信号, 且报警信号应传至控制室或值班室。
- 11) 充电间应设置可燃气体探测报警系统及其联动的机械通风系统。
- 12) 电池更换站应配备消防沙箱或沙坑, 其内存储的沙子应能掩埋整块电池。

8.3.3 充(换)电设施的安全与防护

- 1) 交流充电桩的电源进线宜采用阻燃电缆及电缆护管, 并应安装具有漏电保护功能的空气开关。
- 2) 多台交流充电桩的电源接线应考虑供电电源的三相平衡。
- 3) 交流充电桩可采用落地式或壁挂式等安装方式。落地式充电桩安装基础应高出地面 0.2m 及以上, 必要时可安装防撞栏。
- 4) 交流充电桩的保护接地端子应可靠接地。
- 5) 室外的充电桩宜采取必要的防雨和防尘措施。
- 6) 充电架或电池箱存储架应具备锁止功能, 确保将电池箱可靠地安装或电池箱存储架上。
- 7) 高压配电装置应采用金属铠装移开式开关柜或环网开关柜。
- 8) 站用低压电气设备宜选用低压成套开关设备。
- 9) 当低压进线采用断路器时, 断路器应具有短路瞬时、短路短延时、短路长延时和接地保护功能。
- 10) 充换电间、配电室、监控室等场所应设置应急照明; 应急照明的连续供电时间不应少于 30min。
- 11) 换电站应采取防直击雷和防雷电波入侵措施。

8.4 加氢站与加气站的组合

a) 组合方式

加氢加气合建站	加氢+CNG 加气
	加氢+ LNG/L-CNG 加气

- b) 加氢与 CNG 加气合建站宜选择城镇、城郊站址; 加氢与 LNG 加气合建站宜选择城郊站、服务区站址。
- c) 加气站有加氢需求时, 应预测 3-5 年后加氢销量, 经济指标测算达标后, 可增设加氢。
- d) 加氢、加气规模应结合区位、交通、商业分析、车辆需求等综合确定。

e) 加氢加气合建站布置应以加注作业区为主, 辅助服务区的布置不应影响整站布置, 加氢、加气车辆行车动线和消费流程顺畅。

f) 加氢设备区与 CNG 设备区宜集中布置, 加氢设备区与 LNG 设备区应分区布置。

g) 加氢及加气设备的布置, 应避免设备区、加注区工艺管线交叉。

h) 加氢加气合建站应设置消防给水系统。

8.5 加氢站、加气站、加氢加气合建站与充换电组合的新能源站

a) 加氢站、加气站、加氢加气合建站与充换电的组合

新能源站		充电	换电	充(换)电
加气站	LNG 加气站	△	△	△
	CNG 加气站	√	√	√
	LNG/L-CNG 加气站	√	√	√
加氢站		√	√	√
LNG 加气与加氢合建站		△	△	△
CNG 加气与加氢合建站		√	√	√
注: √代表宜选用, △代表可选用, ○代表不宜选用。				

b) 选址应符合城镇规划, 选择在有加氢、加气、充换电需求且未来发展前景较好的区域。

c) 宜选择在中小车较多的位置建站。

d) 充(换)电站宜与中小车客户为主的 CNG 加气站、加氢站合建。

e) 原有加气站扩建换电站时, 应优先考虑周边有市政消防管网的站址。

f) 非油品业务除应考虑加氢、加气、换电客户需求外, 还应考虑充电车辆客户的需求, 兼顾消费动线, 实现方便、高效、快捷。

g) 充电区与换电区宜集中布置, 应与加气区、加氢区进行绝对分区, 应避免充电或换电车动线与加气车辆或加氢车辆的动线交叉。

h) 充(换)电区应设置在加气站或加氢站的辅助服务区内, 与加氢、加气工艺设备区的防火距离应符合本规范第 5.3 条有关丙类物品生产厂房的规定。

i) 加氢、加气设备区宜靠站区里侧集中设置, 充电区或换电区可在入口侧或出口侧靠墙处设置。

j) 加氢、加气、充(换)电需求小或站区面积受限时, 宜选用撬装设备。

k) 加氢、加气、充(换)电需求较大时, 宜布置独立的设备区。

l) 加氢、加气与充(换)电供电变压器宜分开设置。

m) 加氢站、加气站、加氢加气合建站与充(换)电组合的新能源站为两个及以上经营主体时, 宜将充(换)电的配电室与加氢或加气控制室分开设置。

9 综合能源站设计

9.1 综合能源的组合与选择

a) 综合能源站为加油站与单一新能源或组合新能源合建站，具体组合方式见表 9.1.1-1。

表 9.1-1 综合能源站组合表

组合 加油站	单一新能源				组合新能源			
	加油 加气 合建站	加油 加氢 合建站	加油 充(换)电 合建站	加油 CNG 加气 加氢 合建站	加油 LNG/L-CNG 加气 加氢 合建站	加油 加氢 充(换)电 合建站	加油 加气 充(换)电 合建站	加油 加氢 充(换)电 合建站
加油站								

b) 综合能源站的选址、平面布置应符合本规范相关规定。

c) 城市主干道站、城市社区站、城郊站、城乡结合部站、景区站及服务区站等车型、客户较为多元的加油站，宜合建综合能源站。

d) 国省、道站应结合周边环境及当地车辆需求确定组合方式。周边路网发达、车流量大、道路上各进出口有较多城镇时应与组合新能源站合建。周边环境单一，如多为空地或农田、站址周围业态较少、道路上进出口距离较远、车辆客户需求以能源为主的加油站，宜与单一新能源合建。

e) 物流站、水上岸基站等特殊类型的加油站，经过商业分析，结合未来 5-10 年的规划发展，车辆继续以加油为主，未来会有加气、加氢或充（换）电等需求时，加油站宜与单一新能源组合为综合能源站。

f) 乡镇站及偏远山区加油站，结合当地经济发展速度及客户实际情况，宜在加油站基础上，增加充（换）电等单一新能源。

9.2 加油站的相关规定

9.2.1 加油工艺的选择

a) 加油站宜采用油罐装设潜油泵的一泵供多机（枪）的加油工艺，有大流量需求时可采用大功率潜油泵和大流量加油枪。

b) 采用自吸式加油机工艺时，每台加油机应按加油品种单独设置进油管和罐内底阀，防止流量不均和加油停歇时断流。

9.2.2 加油设备设施

a) 储油罐

1) 除撬装式加油装置所配置的防火防爆油罐外。加油站的汽油罐和柴油罐应埋地设置，埋地储油罐采用双层油罐时，可采用双层钢制油罐、双层玻璃纤维增强塑料油罐、内钢外玻璃纤维增强

塑料双层油罐。双层油罐内壁与外壁之间应有满足渗漏检测要求的贯通间隙。

2) 双层玻璃纤维增强塑料油罐应符合现行行业标准《加油站用埋地玻璃纤维增强塑料双层油罐工程技术规范》SH/T 3177 的有关规定。

3) 钢-玻璃纤维增强塑料双层油罐应符合现行行业标准《加油站用埋地钢-玻璃纤维增强塑料双层油罐工程技术规范》SH/T 3178 的有关规定。

b) 加油机

1) 加油机不得设置在室内。

2) 汽油加油机并应具备回收油气功能，其气液比宜设定为1.0~1.2。

3) 加油枪应采用自封式加油枪，加油软管上宜设安全拉断阀。

4) 加油枪标准输油流量范围为5~50L/min，柴油大流量加油枪最大流量范围为50~80L/min。

c) 潜油泵

1) 潜油泵应根据油品销量、工艺流程进行选择。潜油泵可以一泵带多枪（4—10条枪）。

2) 潜油泵应设置在油罐人孔法兰盖和油罐轴线上，尽量远离液位仪。

3) 潜油泵出口宜设置金属软管，减少水击影响。

9.2.3 加油站的油气回收

a) 卸油油气回收

1) 汽油油罐车应具有卸油油气回收系统。

2) 各汽油罐可共用一根卸油油气回收主管，回收主管的公称直径不宜小于100mm。卸油油气回收管道的坡度不应小于1%并坡向油罐。

3) 卸油油气回收管道的接口宜采用自闭式快速接头和盖帽。采用非自闭式快速接头时，应在靠近快速接头的连接管道上装设阀门和盖帽。

b) 加油油气回收

1) 加油油气回收应采用真空辅助式油气回收系统，将给汽车油箱加汽油时产生的油气通过密闭方式收集进入埋地油罐内。

2) 多台汽油加油机可共用1根公称直径不应小于50mm的油气回收主管，加油油气回收管道的坡度不应小于1%并坡向油罐。

3) 采用油气回收系统时，汽油罐的通气管管口除应装设阻火器外，尚应装设呼吸阀。呼吸阀的工作正压宜为2kPa~3kPa，工作负压宜为1.5kPa~2kPa。

c) 油气处理装置

1) 生态环境主管部门根据加油站规模、年汽油销售量、加油站对周边环境的影响、加油站挥发性有机物控制要求确定油气处理装置的安装。采用吸附、吸收、冷凝、膜分离等方法对油气回收系统收集的油气进行处理回收。

2) 油气处理装置启动运行的压力感应值宜为+150Pa，停止运行的压力感应值宜为0~50Pa，或根据加油站情况自行调整。

d) 油气回收在线监测系统

1) 在线监测系统应能够监测每条加油枪气液比和油气回收系统压力，具备至少储存1年数据、远距离传输和预警、警告功能。

2) 在线监控系统浓度传感器可安装在卸油口附近、加油机内/外（加油区）、人工量油井、油气处理装置排放口等处监测油气泄漏浓度。

3) 在线监测系统视频监控用高清摄像头可安装在卸油区附件、人工量油井、加油区等重点区域，连续对卸油操作、手工量油、加油操作等进行视频录像并存储。可整合利用加油站现有视频设备，视频资料应保持3个月以上以备生态环境部门监督检查，并预留环保管理平台接口

4) 在线监测系统应能监测油气处理装置进出口的压力、温度、实时运行情况和运行时间等。

9.2.4 加油站的防渗措施

a) 加油站埋地油罐应采用双层油罐或设置防渗罐池的单层油罐

b) 防渗罐池应采用防渗钢筋混凝土整体浇筑，并应符合现行国家标准《地下工程防水技术规范》GB 50108的有关规定；防渗罐池的内表面应衬玻璃钢或其他材料防渗层；防渗罐池应根据油罐的数量设置隔池，每个隔池内的油罐不应多于两座；各隔池内应设检测立管。

c) 装有潜油泵的油罐人孔操作井、卸油口井、加油机底槽等可能发生油品渗漏的部位应采取相应的防渗措施。

d) 加油站埋地加油管道应采用双层管道，采用双层非金属管道时外层管应满足耐油、耐腐蚀、耐老化和系统试验压力的要求；采用双层钢质管道时外层管的壁厚不应小于5mm；双层管道系统的内层管与外层管之间的缝隙应贯通；双层管道系统的最低点应设检漏点；双层管道坡向检漏点的坡度不应小于5%，并应保证内层管和外层管任何部位出现渗漏均能在检漏点处被发现；管道系统的渗漏检测宜采用在线监测系统。

e) 双层油罐、防渗罐池的渗漏检测宜采用在线监测系统。采用液体传感器监测时，传感器的检测精度不应大于3.5mm。

f) 加油站内的工艺管道除必须露出地面的以外，均应埋地敷设。当采用管沟敷设时，管沟必须用中性沙子或细土填满、填实。

9.3 新建、改建综合能源站设计

9.3.1 新建综合能源站

a) 站区内停车位和道路应按车辆类型确定，单车道或单车停车位宽度不应小于4m，双车道或双车停车位不应小于6m。道路转弯半径应按行驶车型确定且不宜小于9m。

b) 加油加气加氢合建站内，宜将柴油罐布置在储氢、储气设施与汽油罐之间。

c) 不符合防爆要求的柴油尾气处理液加注设施应布置在作业区之外，符合防爆要求的柴油尾气处理液加注设施可按柴油加油机对待。

d) 变配电间或室外变压器应布置在作业区之外。

- e) 站房不应布置在爆炸危险区域。
- f) 在与加油站共同的作业区内，氢气管道不应采用明沟敷设。
- g) CNG储气瓶（组）的管道接口端不宜朝向办公区、加气岛和临近的站外建筑物。不可避免时应设厚度不小于0.2m的钢筋混凝土实体隔墙。
- h) 氢气长管拖车或管束式集装箱卸气端不宜朝向办公区、加氢岛和临近的站外建筑物。不可避免时，卸气端与办公区、加氢岛和临近的站外建筑物之间应设厚度不小于0.2m的钢筋混凝土实体墙，高度应不小于4.5m，长度不应小于车宽两端各加1米及以上。该实体隔墙可作为站区围墙的一部分。
- i) 加氢设备区域应设实体墙或栅栏与公众可进入区域隔离。实体墙或栅栏与工艺设施距离不应小于0.8米。并应使用不燃材料制作且高度不应小于2m。
- j) 站内储氢容器、压缩机与加油站地上工艺设备区、站房、辅助设施之间应设置不小于0.2m厚的钢筋混凝土实体防护墙或厚度不小于6mm且支持牢固的钢板，高度应高于储氢容器顶部和氢气压缩机顶部0.5m及以上，且不应低于2.2m；宽度不应小于储氢容器、氢气压缩机长度或宽度方向两侧各延伸1m。

9.3.2 加油站增设加氢业务

- a) 加油站增加加氢业务应满足规划、车辆及客户的需求。
- b) 加油站的占地面积应满足增设加氢业务的要求。
- c) 加氢设备设施与站内、站外建构筑物及设备设施的防火间距、安全距离应符合国家及本规范相关规定。
- d) 在以油品销量为主的情况下，增加加氢业务不应应对原有油品销量造成影响。
- e) 合理规划加氢车辆动线，避免与加油车辆动线交叉，保证整站行车动线顺畅。
- f) 合理规划加氢设备区、加氢区，避免工艺管线交叉。
- g) 合理利用站内现有建筑物，可通过改造增设加氢功能间。
- h) 在原有罩棚下增加加氢机时，罩棚形式应避免氢气积聚。
- i) 增加加氢业务，应对原有电力系统进行增容改造，以满足合建站的电力需求。
- j) 增加加氢业务应有配套消防给水设施。

9.2.3 加油站增设加气业务

- a) 加油站增加加气业务应满足规划、车辆及客户的需求。
- b) 当站址位于市区内，加气车辆以出租车及小型汽车为主时，增加CNG加气业务。当站址位于国省道、服务区、物流园等以大型车为主的加油站时，增加LNG加气业务。当站址位于城郊结合部、景区等，加气车辆同时具有CNG和LNG需求时，增加CNG及LNG业务。
- c) 加油站的占地面积应满足增设加气业务的需求。

d) 加气设备设施与站内、站外建构筑物及设备设施的防火间距、安全距离应符合国家及本规范相关规定。

e) 增设加气业务后应对原有电力系统容量进行增容改造，以满足合建站的电力需求。

9.3.4 加油站增设充（换）电及光伏发电业务

a) 加油站增设充（换）电及光伏发电业务应满足规划、车辆及客户的需求。

b) 加油站的占地面积应满足增设充（换）电业务的要求。

c) 充（换）电及光伏发电设备设施与站内、站外建构筑物及设备设施的防火间距、安全距离应符合国家及本规范相关规定。

d) 合理选择充（换）电及光伏发电功能。

e) 充（换）电的设备设施应布置在辅助服务区内。

f) 充电功能可结合客户需求，与站内停车位结合进行设置，充电设备的布置宜靠近上级供配电设备，以缩短供电电缆的路径。

g) 应结合当地换电车辆发展规划、换电车辆的数量及车型、换电站数量等，合理选择充（换）电设备。

h) 服务区、国道、省道及部分城郊站设置充电业务时，应采用直流充电桩，城镇站等离居民区较近的站，可采用直流及交流相结合的方式。

i) 换电工位应根据设计更换能力合理设置，保证电池箱流转和更换的方便、快捷。

j) 换电设备宜采用撬装设备，结合场地及行车动线，当换电量较大时，优先选用通过式换电设备；当场地面积受限，换电量较小时可采用往复式设备；采用往复式换电设备时，宜设置临时等候区，设备的布置换电车辆动线；不应影响加氢、加气车辆行驶。

k) 加油站增设换电业务时，应配套消防给水设施。

m) 增加光伏发电业务时，在对原有建构筑物结构完成检测并合格后，方可结合光伏板的荷载综合测算后设置。

9 建、构筑物及绿化

9.1 站房及辅房

a) 建筑物的耐火等级不应低于二级，在满足规范的前提下，应根据当地材料供应及个性化需求选择墙体材料和屋面防水等建筑材料。

b) 屋面宜采用有组织排水形式。

c) 建筑物应进行节能设计，综合节能达到规范要求，降低建筑能耗。

d) 建筑物结构形式宜为框架结构，在有条件的地区宜采用模块化建设。

e) 建筑物的基础宜采用独立基础或条形基础。

- f) 增加光伏时应根据国家规范规定, 对需改造的建筑物进行结构鉴定和改造。
- g) 加氢站除设置满足经营能、管理、生活功能间外, 根据实际需要设置压缩机间、加氢控制室、配电室等功能间。
- h) 加气站除设置经营性功能间外, 根据实际需要设置配电间、控制室、空气压缩机间。
- i) 充(换)电站宜设供配电间、充电间、换电间、电池检测与维护室、监控室等。
- j) 站房及辅房设计应符合《建筑设计防火规范》GB 50016、《公共建筑节能设计标准》GB 50189、《汽车加油加气加氢站技术标准》GB 50156、《加氢站技术规范》GB 50516 等国家相关规范、标准的规定。

9.2 罩棚

- a) 罩棚应采用不燃烧材料建造, 罩棚顶棚可采用无防火保护的钢结构。
- b) 罩棚的净空高度不应小于 4.5m。
- c) 罩棚采用单排柱时, 柱距不宜大于 15m, 短边长度不宜大于 12m, 悬挑长度不宜大于 4m。罩棚采用多排柱时, 柱距不宜大于 18m, 短边长度不宜大于 16m, 悬挑长度不宜大于 6m。
- d) 罩棚排水一般均采用有组织排水, 均设置天沟、四角短管排水或经落水管沿柱排到地面。
- e) 加气、加氢罩棚内表面应平整, 坡向外侧且不得积聚氢气。
- f) 光伏一体化无檩条结构中, BIPV 光伏组件和压型钢板一体屋面板应直接敷设在无钢檩条的钢梁上。

9.3 构筑物

- a) 氢气长管拖车与办公区、加氢岛、邻近的站外建筑物之间应设厚度不小于 0.2m 的钢筋混凝土实体隔墙, 高度应高于氢气长管拖车或管束式集装箱的高度 1m 及以上, 长度不应小于车宽两端各加 1m 及以上。
- b) 设置有储氢容器、氢气储气井、氢气压缩机的区域应设实体墙或栅栏与公众可进入区域隔离。实体墙或栅栏与加氢设施设备之间的距离不应小于 0.8m。应使用不燃材料制作实体墙或栅栏, 高度不应小于 2m。
- c) 储氢容器、氢气储气井、氢气压缩机与加氢区、加油站地上工艺设备区、加气站工艺设备区、站房、辅助设施之间应设置不小于 0.2m 厚的钢筋混凝土实体防护墙或厚度不小于 6mm 且支持牢固的钢板, 高度应高于储氢容器顶部和氢气压缩机顶部 0.5m 及以上, 且不应低于 2.2m; 宽度不应小于储氢容器、氢气储气井、氢气压缩机长度或宽度方向两侧各延伸 1m。
- d) CNG 储气瓶(组)的管道接口端与办公区、加气岛、邻近的站外建筑物之间应设厚度不小于 0.2m 的钢筋混凝土实体隔墙, 高度应高于储气瓶(组)顶部 1m 及以上, 长度应为储气瓶(组)宽度两端各加 2m 及以上。长管拖车的管道接口端的隔墙应高于长管拖车 1m 及以上, 长度不应小于

车宽两端各加 1m 及以上。

e) 加油加气加氢站的工艺设施与站外建筑物、构筑物之间的距离小于或等于规范 GB50156 及 GB50516 的防火间距的 1.5 倍, 且小于或等于 25m 时, 相邻一侧应设置不燃烧实体围墙(加氢站高度不小于 2.5m, 其余站高度不小于 2.2m)。面向进出口道路的一侧宜开放或部分设置非实体围墙。

f) 加氢站和加氢合建站有爆炸危险区域内的地坪, 应采用不发生火花地面。

g) 氢气、CNG、LNG 管道宜地上布置在管墩或管架上, 采用管沟敷设应有防止泄漏积聚的措施。

h) LNG 罐、潜液泵撬、柱塞泵撬、高压气化撬、BOG 撬等低温设备器基础的表面、罐池的底板与内壁等可能接触冷凝水或产生冻融的区域应进行保冷或采用抗冻混凝土。LNG 储罐基础的耐火极限不应低于 3h。

10 自动化、信息化

10.1 自动化

a) 生产监控系统

生产监控系统宜采用可编程序控制器(PLC)进行程序控制。系统应能满足对整个工艺系统集中监视、管理。系统应能按照设定各工艺参数的报警值完成报警、联锁控制和紧急停车, 并能够实时记录各重要参数, 绘制所需的曲线、图形, 也可以完成各种报表及事故报警记录的打印。

b) 紧急切断系统

1) 新能源与综合能源站内应设置紧急切断系统, 该系统应能在事故状态下实现紧急停车和关闭紧急切断阀的保护功能。该系统应只能手动复位, 并应具有失效保护功能, 该系统应与火灾自动报警系统联动。

2) 该系统应由手动启动的远程控制切断系统操作关闭, 应至少在距卸车点 5 米以内、在作业区工作人员容易接近且较为安全的位置、在便利店收银台、在控制室或值班室内等有人值守的位置设置按钮。

c) 可燃气体报警系统

1) 新能源与综合能源站的卸气/卸氢区、压缩机区、储气/储氢区、加气/加氢区以及其他易泄露的区域应安装可燃气体探测器及报警器。

2) 可燃气体探测器应安装在最有可能积聚气体的地点或位置, 可燃气体探测器安装高度宜在释放源上方 0.5~2m。

3) 罩棚或房间内有积聚氢气的可能时, 应在最高处 300mm 以内设置可燃气体探测器。

4) 卸氢柱内、压缩机箱柜内、加氢机内等封闭的撬装设备箱柜应配带可燃气体探测器。当撬内氢气含量(体积比)达到 0.4%时, 立即触发可燃气体检测器声光报警, 同时联锁风机进行事故排风。当撬内氢气含量(体积比)达到 1.0%时, 立即停止压缩机和紧急切断阀关闭同时执行紧急切断系统

要求。

5) 可燃气体报警器宜集中设置在有人值守的控制室或值班室内。

6) 可燃气体报警系统应满足《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》GB/T 50493 的相关规定。

d) 火灾自动报警系统

1) 卸氢区、氢气压缩机区域、储氢区、加氢区以及其他具有爆炸危险场所应安装火焰探测器。

2) 换电设施内应设置火灾自动报警系统。

3) 火灾探测报警区域包括主要设备用房和设备等。

4) 火灾报警控制器宜集中设置在有人值守的控制室或值班室内。

5) 火灾自动报警系统应满足《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116 的相关规定。

4) 火灾自动报警系统应与紧急切断系统联锁。

e) 周界报警系统

1) 新能源与综合能源站周围宜设置周界报警装置，报警信号应纳入站控系统。

2) 周界报警装置的选用，应根据站场的地形条件、气象条件等因素合理确定，报警控制器宜集中设置在有人值守的控制室或值班室内。

f) 视频监控系统

1) 新能源站与综合能源站的进口、出口、储氢/储气/储油区、加油/加气/加氢区、充电区、控制室及配电室等处应设置视频监控，图像存储时间不低于 90 天。

2) 爆炸危险区域内应选用防爆产品，防爆级别和组别不应低于安装环境中的爆炸性气体混合物的级别和组别，户外防护等级不应低于 IP65。

3) 视频监控机柜应设置在有人值守的控制室或值班室内，并由不间断电源装置供电。

g) 仪表及系统设备技术要求

1) 临氢现场仪表设备的材质应选用 316/316L 双牌号钢或经实验验证的具有良好的氢相容性的材料，常温机械性能应满足两个牌号中机械性能的较高值，化学成分满足 L 级的要求，镍 (Ni) 含量 $\geq 12\%$ 。

2) 非临氢现场仪表设备，压力变送器的测量元件及接液部件的材质不应低于 304 不锈钢，带现场指示表，精度等级最低为 $\pm 0.2\%$ 。就地压力表易选用三针型全不锈钢压力表，表盘直径为 $\Phi 100\text{mm}$ （如安装在管廊或较高位置上，应为 $\Phi 150\text{mm}$ ），表体和表盘外壳材质不应低于 304 不锈钢，一般要求精度等级最低为 $\pm 1.6\%$ 。

3) 有故障安全位置要求的仪表阀门应首选单作用气动执行机构，需要带阀位反馈信号的，采用无源开关量输出。

4) 卸氢和加氢设备应采用质量流量计进行计量，计量精度 $\pm 1.5\%$ ，最小分度值为 10g。

5) PLC 宜按中小型模块化配置设备；I/O 配置要求满足信号接入、控制输出、通信接口要求，并不少于 20%的余量。

13.2 信息化

a) 站级管理信息系统应充分依托现有的零售业务管理系统，实现对各种生产经营数据的浏览、查询、统计和打印等操作，实现进、销、存业务的统一管理。

b) 站场的网络架构按二层结构设置，分为办公网和生产控制网。办公网与生产控制网采用网络防火墙进行物理隔离，通讯速率不低于 1000Mbps。

c) 站级应对加气、加氢、充（换电）、光伏发电等子系统进行集成，应用物联网、互联网、大数据等信息通信技术，构成完整的监控管理系统，实现站内设备的监视、控制、管理。

d) 站级监控管理系统应对加气、加氢、充（换电）、光伏发电等子系统和设备的运行数据进行集中存储管理，并可与第三方运营管理系统实现接口联通，数据共享。

e) 站级宜设置安全环保监控系统，实现加油、加气、加氢、充（换电）的集中监控、预警、报警，保障新能源和综合能源站运行安全。

f) 站级宜通过物联网对站内重要设备进行数据集成，实现站内设备的在线监管，并通过智能分析方法实现设备异常识别、风险预警、检维修预警等功能，进而实现设备的全生命周期管理。

g) 加气站、加氢站宜建立信息管理平台，对司机、车辆、钢瓶等信息集中统一管理与认证，集团站之间实现联网，数据共享，进一步强化生产业务的安全。

h) 充（换）电站宜建立监控与运营管理系统平台，实现充（换）电监控、配电监控、环境监控、车辆管理、事件管理、计费计量、联网运营等功能。并可以与第三方运营管理系统实现接口联通，数据共享。

11 电气

11.1 变配电

a) 供电电源

1) 新能源站用电负荷宜为三级，消防负荷等级应符合《建筑防火规范》GB 50016 相关规定。

2) 单一新能源站可采用电压等级为 380V 的外接电源，其余站宜采用电压等级为 10kV 及以上的外接电源。

3) 站内一般不设置备用电源。当站址处于城郊、国（省）道、旅游区及服务区等电源不稳定地区时，可设置柴油发电机组作为备用电源。

4) 供电系统应设独立的用电计量装置。测量及电费计量仪表应符合现行国家标准《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T 5137 的有关规定。

5) 站内三相供电的电压偏差应不大于标称电压的 $\pm 7\%$ ，单相供电的电压偏差应不大于标称电压的 $\begin{matrix} +7\% \\ -10\% \end{matrix}$ 。

6) 单一新能源站所处地区电压波动影响设备正常工作时，宜设置稳压装置。组合新能源站、综

合能源站所处地区电压波动影响设备正常工作时，可采用有载调压变压器稳定电压。

7) 站内用电负荷容量按需要系数法和利用系数法计算。

b) 变压器

1) 变压器宜选用 D, yn11 接线组别的无油化节能型产品，并应符合现行国家标准《电力变压器能效限定值及能效等级》GB 20052 的相关规定。

2) 站内单台变压器容量不宜超过 2000kVA。当变压器容量小于 800kVA 时，宜采用预装式变电站为站区供电。预装式变电站的选用和设计应符合现行国家标准《高压/低压预装式变电站》GB 17467 的有关规定。

3) 站内变压器根据工程实际情况及环境条件，可设置在室内、露天或半露天等场所。

4) 室内变压器外轮廓与墙壁和门的距离，不应小于表 14.1-1 的要求；

表 11.1-1 变压器外轮廓与变配电间墙壁和门的最小净距离

项目	变压器容量 (kVA)	
	100-1000	1250 及以上
变压器与后壁、侧墙的净距	600mm	800mm
变压器与门的净距	800mm	1000mm

5) 露天或半露天变压器周围应设置固定围栏，变压器外轮廓与围栏的净距不应小于 800mm，变压器底部距地面不应小于 300mm。

c) 配电设施

1) 中压配电柜宜选择柜前操作、柜后维护的金属铠装柜，落地式安装，操作维护通道宽度不应小于表 14.1-2 的要求。

表 11.1-2 中压开关柜布置通道的最小尺寸

开关柜布置方式	柜后维护通道 (mm)	柜前操作通道 (mm)		柜侧通道 (mm)
		固定式	抽屉式	
单排布置	800	1500	单车长+1200	1000
双排面对面布置	800	2000	双车长+900	1000
双排背对背布置	1000	1500	单车长+1200	1000

注 1: 当建筑物的墙面遇有柱类突出时，突出部位的通道宽度可减少 200mm。
注 2: 柜后免维护的柜可靠墙布置，柜后面与墙净距离应大于 50mm，侧面与墙净距离应大于 200mm。

2) 低压配电柜宜选择柜前操作、柜后维护的柜型，落地式安装形式，柜前操作、柜后维护距离不应小于表 14.1-3 的要求。

表 12.1-3 低压开关柜布置通道的最小尺寸

型式	开关柜布置方式	柜前通道 (mm)	柜后通道 (mm)	柜侧通道 (mm)
固定式	单排布置	1500	1000	1000
	双排面对面布置	2000	1000	1000
	双排背对背布置	1500	1500	1000
抽屉式	单排布置	1800	1000	1000
	双排面对面布置	2300	1000	1000
	双排背对背布置	1800	1800	1000

注 1: 当建筑物的墙面遇有柱类突出时，突出部位的通道宽度可减少 200mm。
注 2: 柜后免维护的柜可靠墙布置，柜后面与墙净距离应大于 50mm，侧面与墙净距离应大于 200mm。

3) 配电柜 (箱) 内应预留 10%~20%备用回路，且不少于 2 个。

4) 单一新能源站配电系统宜预留 15%~30%负荷余量, 以满足今后业务发展的需求。组合新能源站、综合能源站的变压器负荷率宜处于经济运行区段。

5) 充换电站所产生的电压波动和闪变在电网公共连接点的限值应符合现行国家标准《电能质量电压波动和闪变》GB/T 12326 的有关规定。当波动负荷引起电网电压波动和闪变时, 宜采用动态无功补偿装置或动态电压调节装置等措施进行改善。

6) 电池更换站宜配置站用直流屏, 直流母线采用单母线接线, 宜采用 110V 或 220V 电压, 宜装设一组蓄电池, 蓄电池容量选择应满足事故放电 60min 以上。

7) 信息系统应设置不间断电源供电, 连续供电时间不宜小于 60min。

11.2 照明

a) 室外照明应符合现行国家标准《室外作业场地照明设计标准》GB 50582 的相关要求。室内照明应符合现行国家标准《建筑照明设计标准》GB 50034 的有关规定。

b) 站内爆炸危险区域以外的照明灯具, 可选用非防爆型。罩棚下处于非爆炸危险区域的灯具, 应选用防护等级不低于 IP44 级的照明灯具。

c) 加氢罩棚应采用防爆灯具, 灯具选型不应低于氢气爆炸混合物的级别、组别, 并不得安装在可燃气体释放源的正上方。

d) 站内的消防泵房、罩棚、营业室、压缩机间等处, 均应设应急照明, 连续供电时间不应少于 90min。

e) 消防应急照明和疏散指示系统应符合现行国家标准《消防应急照明和疏散指示系统技术标准》GB51309 的相关规定。

11.3 电缆敷设

a) 电缆宜采用直埋或穿管敷设。电缆进出建筑物、穿越行车道部分, 应穿镀锌钢管保护。

b) 当采用电缆沟敷设电缆时, 作业区内的电缆沟内必须充沙填实。电缆不得与氢气、油品、LNG 和 CNG 管道以及热力管道敷设在同一沟内。

c) 爆炸危险区域内的电气设备选型、安装、电力线路敷设, 应符合现行国家标准《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058 的有关规定。

11.4 防雷防静电接地

a) 站内的防雷接地、防静电接地、电气设备的工作接地、保护接地及信息系统的接地等, 宜共用接地装置, 接地电阻按其中最小值确定。

b) 钢制油罐、LNG 储罐、CNG 储气瓶(组)和储氢容器必须进行防雷接地, 接地点不应少于两处。CNG 和氢气的长管拖车或管束式集装箱停放场地、卸车点车辆停放场地, 应设两处临时用固定防雷接

地装置。

- c) 新能源站和综合能源站内油气放空管在接入全站共用接地装置后，可不单独做防雷接地。
- d) 站内的站房和罩棚等建筑物需要防直击雷时，应采用接闪带（网）保护。
- e) 在供配电系统的电源端应安装与设备耐压水平相适应的过电压（电涌）保护器。
- f) 信息系统的配电线路首、末端与电子器件连接时，应装设与电子器件耐压水平相适应的过电压（电涌）保护器。
- g) 信息系统应采用铠装电缆或导线穿钢管配线。铠装电缆金属层两端、保护钢管两端均应接地。
- h) 站内 380/220V 供配电系统宜采用 TN-S 系统，当外供电源为 380V 时可采用 TN-C-S 系统。
- i) 地上或管沟敷设的油品、LNG、CNG 和氢气管道，应设防静电和防感应雷的共用接地装置，接地电阻不应大于 $30\ \Omega$ 。
- j) 加油加气加氢站的油罐车、LNG 罐车和氢气长管拖车卸车场地，应设卸车或卸气临时用的防静电接地装置，并应设置能检测跨接线及监视接地装置状态的静电接地仪。
- k) 在爆炸危险区域内工艺管道上的法兰、胶管两端等连接处，应用金属线跨接。当法兰的连接螺栓不少于 5 根时，在非腐蚀环境下可不跨接。
- l) 油罐车、LNG 罐车和氢气长管拖车卸车场地内用于防静电跨接的固定接地装置不应设置在爆炸危险 1 区。

11.5 光伏发电

11.5.1 设备设施

- a) 光伏系统应根据站内建构筑物安装光伏组件面积、安装形式及太阳能年辐照量，确定其发电规模。
- b) 最大瞬时发电量大于站内用电量时宜采用并网型系统。最大瞬时发电量小于等于站内用电量时宜采用独立型系统。
- c) 并网型光伏系统宜采用 0.4kV 负载侧 T 接方式接入配电网。
- d) 并网型光伏系统总容量不宜超过站内变压器额定容量的 80%或配电网上一级变压器额定容量的 25%。
- e) 并网型光伏系统无功补偿装置应根据具体情况进行选择，设置时功率因数不应低于 0.95。
- f) 建筑物南向或接近南向的立面，可安装光伏组件作为建筑的围护结构。
- g) 地面布置光伏组件应采用倾角式安装，且方位角朝正南方向。
- h) 光伏组件各排、各列的布置间距，应保证每天 9:00~15:00（当地真太阳时）时段内的前、后、左、右侧互不遮挡。

11.5.2 增设光伏发电的原则

- a) 根据站内建“构”筑物的屋面预留荷载情况增设光伏。
- b) 改建站宜采用 BAPV 光伏组件并用专用构件与原有建筑结合。

c) 光伏组件在屋面上安装时,应根据所选用的组件类型及铺设方式选取对应的附加荷载进行结构计算,以确保在铺设光伏板后整体结构的安全性。

d) 光伏组件在地面上安装时,组件最低点距地面的距离不宜小于 300mm,并应考虑当地洪水水位和最大积雪深度。

e) 光伏组件在地面上安装时,不应影响车辆进、出站及加注燃料的行驶路线。

f) 光伏组件及汇流箱、逆变器等设备应设置在站内爆炸危险区域之外。

g) 改建站光伏组件防直击雷应与原有建构筑物的防雷相结合,光伏系统应采取可靠的防感应雷措施。

11.5.3 光伏设施的安全与防护

a) 光伏发电系统属于非防爆产品,应设置在《汽车加油加气加氢站技术标准》GB 50156 规定的爆炸危险区之外。

b) 光伏系统并网方式和安全保护要求应符合现行国家标准《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865 和《光伏电站接入电力系统设计规范》GB/T 50866 等的相关规定。

c) 光伏组件、逆变器、交流配电柜等设备应与站内接地网做可靠的电气连接。

d) 新建新能源站光伏组件防直接雷措施应与建构筑物统一考虑实施,改造新能源站光伏组件应采取可靠的防直接雷措施,光伏系统应采取可靠的防感应雷措施。

e) 在人员可接触或接近光伏发电系统的区域,应设置安全防护措施。

f) 光伏系统宜建在地震烈度为 9 度及以下地区,烈度为 9 度以上地区应进行地震安全性评价。

g) 新建站宜采用 BIPV 光伏组件并与建筑造型统一考虑,改造站宜采用 BAPV 光伏组件并用专用构件与原有建筑结合。光伏组件在地面上安装时,组件最低点距地面的距离不宜小于 300mm。

h) 采用墙面、地面布置安装光伏组件时,应考虑全年主导风向对安全的影响。

i) 沿海台风地区应对安装光伏板的罩棚采取加强措施。

j) 系统控制器应对光伏组件和逆变器运行参数、蓄电池储电量、交流负载用电量、并网传输电量等,进行实时采集和分析,同时对蓄电池的充电/放电条件进行规定和控制。

12 给水排水及消防

12.1 给水排水

a) 生活、生产给水等水质应分别符合各自系统的要求,生活、生产给水管道宜与消防给水管道合并设置。

b) 水冷式气体压缩机等所需的冷却水系统,宜采用闭式循环水系统,并应装设断水保护装置;系统供水应满足压缩机水量、水质要求,供水压力宜为 0.15~0.40MPa。

c) 应结合所在城市排水体制和环保等要求确定站内排水系统,雨水与其它污水宜分流排放。

d) 雨水可散排出站,当采用明沟或管道有组织排除雨水时,应在围墙内设置水封装置。

e) 站内排出建筑或围墙的排水管道、明沟应按要求设置高度不小于 0.25m 的水封井，水封井应设高度不小于 0.25m 的沉泥段。

f) 站内不应采用暗沟排水，排水井、雨水口和化粪池不应设在作业区和可燃液体出现泄漏事故时可能流经的部位。

g) LNG 生产区应采取防止 LNG 以及其他可燃液体流入地下雨、污水管道或密闭沟渠的措施。

h) 新能源站扩建时，站内给排水尽量依托原有系统。新增给排水系统的管材、管件应与原有给排水系统保持一致。

12.2 消防

a) 设置加氢功能的新能源站应设消防给水。当储氢容器总容量大于 10000m³时，消火栓设计流量不应小于 20L/s；当总容量小于等于 10000m³时，消火栓设计流量不应小于 15L/s。连续供水时间不小于 3h。消火栓供水压力应保证移动式水枪出口处水压不小于 0.2MPa。

注：可燃气体总容积按其几何容积（m³）和设计工作压力（绝对压力，10⁵Pa）的乘积进行计算。

b) 按规定须设消防给水系统的 LNG 加气站应符合《汽车加油加气加氢站技术标准》GB 50156 的相关规定。按一级站消防给水量不小于 20L/s 或二级站消防给水量不小于 15L/s 确定。连续供水时间不小于 2h。

c) 设置充（换）电功能的新能源站内的建筑物满足耐火等级低于二级、体积大于 3000m³，且火灾危险性为非戊类时，应设消防给水。

d) 建筑室内外的消防给水系统的设计，应符合《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定。

e) 新能源站消防给水系统宜优先利用城市及邻近企业已建消防水管网。当无外部依托时，应自建消防给水系统。动力源为双回路电源，可全部采用电泵；若只有一路电源供电，可一台为电泵，一台为柴油机泵，也可全部采用柴油机泵。

f) 电动汽车换电站的消防沙箱或沙坑应靠近电池存放处布置。

g) 汽车充电设施宜选用干粉灭火器

h) 加油站内消防沙箱和消防器材箱布置应便于罐区、卸车区及加油区的灭火扑救。

i) 加油加气加氢设施作业区内灭火器材的配置，应符合《汽车加油加气加氢站技术标准》GB50156 的有关规定。

j) 建构筑物内灭火器材的配置，应符合《建筑灭火器设计规范》GB 50140 的有关规定。

k) 灭火器产品质量应符合《手提式灭火器》GB 4351 和《推车式灭火器》GB 8109 的规定。

13 采暖通风及空气调节

13.1 采暖通风

a) 位于累年日平均温度小于等于 5℃的天数≥90d 地区的站，应设置采暖设施。

- b) 采暖热源应优先考虑城市、小区或邻近单位的热源。
- c) 单一的充电站宜采用分散式电采暖。
- d) 具有 LNG 加气的新能源、综合能源站，宜利用 LNG 蒸发汽化回收气体作为采暖热源，在站房内设置燃气热水炉间，并根据需求选用两用型燃气热水炉，兼顾提供生活用热水。
- e) 新能源及综合能源站采暖系统终端宜根据各房间使用功能及特点采用散热器或地热采暖。
- f) 散热器采暖系统供水温度不宜大于 85℃，供回水温差不宜小于 20℃；地热系统供水温度不应大于 60℃，供回水温差不宜小于 10℃。
- g) 加油加气加氢站采暖管道宜直埋铺设，采用管沟铺设时，沟内应填沙处理。
- h) 严寒、寒冷地区的站（辅）房主要出入口宜设置门斗；当无法设置门斗时，宜设置空气幕或热风幕。
- i) 卫生间、淋浴间、发电间、压缩机间、锅炉间（燃油或燃气）、汽服用房等应采用机械通风。
- j) 综合办公室、值班室、员工餐厅等宜采用自然通风，当无法设置可开启外窗时应设置机械通风。
- k) 燃气锅炉间等有爆炸危险的房间应设置事故通风，通风换气次数应符合相关规定。
- l) 通风设施应与可燃气体浓度报警器连锁，且在室内、外方便操作地点分别设置手动操作按钮。
- m) 建筑物内的防烟排烟系统设计，应符合《建筑设计防火规范》GB 50016 的有关规定。

13.2 空气调节

- a) 采用空气调节的办公用房的室内设计温度，夏季宜为 24℃~26℃、冬季宜为 18℃~22℃。
- b) 空调器不得在备餐间等产生油污的场所设置，室外机安装位置应避开爆炸危险区域。
- c) 空调设备应选择节能环保型产品，能效等级不低于 2 级。
- d) 站房的综合办公室、值班室等面积较小房间宜采用壁挂式空调器，面积较大房间（如便利店等）宜采用嵌入式空调器或柜式空调器。
- e) 建筑面积 > 500m² 或对建筑外立面美观有特殊要求的建筑，宜采用变频多联式中央空调系统或其他中央空调系统。
- f) 具有 LNG 加气的新能源、综合能源站，可采用户式燃气中央空调，合理利用 LNG 蒸发汽化气。

14 环保、节能

14.1 环保设计要点

- a) 站址的选择应符合国家现行相关标准的环境保护要求。
- b) 站内生活污水应经化粪池处理后排至市政污水管网，其水质应符合《污水排入城镇下水道水质标准》CJ343 及国家和现行行业标准的有关规定。在没有条件接入城市污水系统时，站内应设置 1 套生活污水处理装置，污水应处理达标后排放。

- c) 站内宜设地面冲洗水、工作间排水等污水贮水池，有条件时应接入市政管网。
- d) 站内应设置垃圾收集装置，并应集中进行处理。
- e) 加油站应采用双层油罐、双层工艺管线，并设置渗漏检测系统。
- f) 加油站应设置卸油、加油油气回收系统。
- g) 加油站罐区人孔井、加油机底盆宜选用成品。
- h) CNG 加气站压缩机组排出的冷凝液应集中处理。脱水装置、储气井排污不应直接排放到市政排水管网。
- i) CNG、氢气压缩机应选取低噪声防爆电机，并采取降噪措施。
- j) 采用反射比小的材料并注意光伏板的设置位置和角度；考虑电磁环境影响，对电气设备进行合理布局，保证导体与电气设备的安全距离；设置防雷接地保护装置。
- k) 充电站噪声应从声源上进行控制，宜优先选用低噪声设备。
- l) 换电站设备宜布置在室内以降低环境噪声。

14.2 职业健康设计要点

- a) 对加气、加氢等生产设施露天布置，有利于自然通风和有毒物质的扩散和稀释。
- b) 站内各危险区域，应设置警示标牌。
- c) 加油、加气、加氢工艺管路上应设置紧急切断阀，并通过自动控制、现场急停按钮进行控制，便于在事故状态下切断有毒介质。
- d) 在加气、加氢、工艺装置区应设置可燃气体探测器，与紧急切断系统联锁，保证在工艺设备发生可燃气体泄漏时能及时报警、并关闭相应阀门，避免事故发生。
- e) 加气压缩过程采用密闭工艺流程，并采用自动控制，减少操作人员接触有毒介质的机会。
- f) 对加气、加氢工艺系统应设置泄压安全保护措施、自动控制系统。
- g) 压缩机、空压机等设备应选用低噪声的设备。
- h) 噪声大的设备应采取隔声、吸声、消声、减振等降噪措施。
- i) 高噪声作业区的操作人员应配置防噪声耳塞或耳罩。
- j) 配电室应设置轴流风机进行强制通风。
- k) 变压装置、输电设备应采取防工频辐射的措施。
- l) LNG 加气站和 L-CNG 加气站的操作人员应配备防冻伤防护服、面罩和手套。

14.3 设计节能要点

a) 建筑结构

- 1) 建筑物应采用节能建筑，严格控制建筑体型系数。
- 2) 建筑物外墙应采用燃烧性能为 A 级的外保温墙体，建筑物屋面应采用燃烧性能为 A 级的屋面

保温材料。

- 3) 缩小窗墙面积比, 加强门窗的遮阳措施, 建筑物门窗采用传热系数小的节能门窗。
- 4) 底层地面应采用保温地坪。

b) 电气

- 1) 选用高效节能的变配电设备和用电设备。
- 2) 减少低压侧线路长度, 降低线路损耗。
- 3) 选用符合《电力变压器能效限定值及能效等级》GB 20052 的节能型电力变压器。
- 4) 选用符合《中小型三相异步电动机能效限定值及能效等级》GB 18613 的节能型机泵设备。
- 5) 低压配电采用无功自动补偿装置, 补偿后功率因数应达到 0.95 以上。对于三相不平衡的配电系统宜采用分相无功自动补偿装置。
- 6) 各房间或场所的照明功率密度值和照度值, 应满足国家现行标准《建筑照明设计标准》GB 50034 和《室外作业场地照明设计标准》GB 50582 规定的目标值。
- 7) 照明宜选用光通量高、显色指数好的 LED 节能型光源。
- 8) 应用智慧照明技术, 通过照度传感器、位移传感器对照明系统的灯具照度自动调节, 以达到节能降耗的目的。

c) 给排水

- 1) 可依托市政给水管网的, 生活给水系统应尽可能利用城镇供水管网的水压直接供水。
- 2) 洗车宜采用无水洗车、微水洗车技术。当采用自来水洗车时, 洗车水应循环使用。
- 3) 采用的卫生器具、水嘴、淋浴器等应符合《节水型生活用水器具》CJ 164 的规定要求。
- 4) 公共卫生间内用水器具, 宜选择非肤体接触式的配水阀件。

d) 采暖通风及空气调节

- 1) 采暖系统应采用节能环保型供热锅炉、空调及制冷设备。
- 2) 采暖热源应优先利用城市、小区或邻近单位的热源。无可利用条件时, 应通过经济技术比选确定供热方式。
- 4) 综合办公室、值班室、员工餐厅等宜采用自然通风。
- 5) 夏季空气调节室内设计温度宜为 24℃~26℃。冬季空气调节室内设计温度宜为 18℃~22℃。
- 6) 空调设备应选择节能环保型产品, 能效等级不低于 2 级。

附录 A
(规范性附录)
计算间距的起止点

A.1 站址选择、站内平面布置的安全间距和防火间距起止点应为：

- 1) 道路——机动车道路面边缘。
 - 2) 铁路——铁路中心线。
 - 3) 管道——管子中心线。
 - 4) 储罐——罐外壁。
 - 5) 储气瓶——瓶外壁。
 - 6) 储气井——井管中心。
 - 7) 加油机、加气机——中心线。
 - 8) 设备——外缘。
 - 9) 架空电力线、通信线——线路中心线。
 - 10) 埋地电力、通信电缆——电缆中心线。
 - 11) 建（构）筑物——外墙轴线。
 - 12) 地下建（构）筑物——出入口、通气口、采光窗等对外开口。
 - 13) 卸车点——接卸油、LPG，LNG、液氢罐车的固定接头。
 - 14) 架空电力线杆高、通信线杆高和通信发射塔塔高——电线杆和通信发射塔所在地面至杆顶或塔顶的高度。
 - 15) 地铁——车辆和人员出入口、通风口。
 - 16) 石油天然气管道——管道中心线。
- A.2 本标准中的安全间距和防火间距未特殊说明时，均应为平面投影距离。

附录 B
(规范性附录)
民用建筑保护类别划分

B.1 重要公共建筑物，应包括下列内容：

- 1) 地市级及以上的党政机关办公楼。
- 2) 设计使用人数或座位数超过 1500 人（座）的体育馆、会堂、影剧院、娱乐场所、车站、证券交易所等人员密集的公共室内场所。
- 3) 藏书量超过 50 万册的图书馆；地市级及以上的文物古迹、博物馆、展览馆、档案馆等建筑物。
- 4) 省级及以上的银行等金融机构办公楼，省级及以上的广播电视建筑。
- 5) 设计使用人数超过 5000 人的露天体育场、露天游泳场和其他露天公众聚会娱乐场所。
- 6) 使用人数超过 500 人的中小学校及其他未成年人学校；使用人数超过 200 人的幼儿园、托儿所、残障人员康复设施；150 张床位及以上的养老院、医院的门诊楼和住院楼。这些设施有围墙者，从围墙中心线算起；无围墙者，从最近的建筑物算起。
- 7) 总建筑面积超过 20000m²的商店（商场）建筑，商业营业场所的建筑面积超过 15000m²的综合楼。
- 8) 地铁的车辆出入口和经常性的人员出入口、隧道出入口。

B.2 除重要公共建筑物以外的下列建筑物，应划分为一类保护物：

- 1) 县级党政机关办公楼。
- 2) 设计使用人数或座位数超过 800 人（座）的体育馆、会堂、会议中心、电影院、剧场、室内娱乐场所、车站和客运站等公共室内场所。
- 3) 文物古迹、博物馆、展览馆、档案馆和藏书量超过 10 万册的图书馆等建筑物。
- 4) 分行级的银行等金融机构办公楼。
- 5) 设计使用人数超过 2000 人的露天体育场、露天游泳场和其他露天公众聚会娱乐场所。
- 6) 中小学校、幼儿园、托儿所、残障人员康复设施、养老院、医院的门诊楼和住院楼等建筑物。这些设施有围墙者，从围墙中心线算起；无围墙者，从最近的建筑物算起。
- 7) 总建筑面积超过 6000m²的商店（商场）、商业营业场所的建筑面积超过 4000m²的综合楼、证券交易所；总建筑面积超过 2000m²的地下商店（商业街）以及总建筑面积超过 10000m²的菜市场等商业营业场所。
- 8) 总建筑面积超过 10000m²的办公楼、写字楼等办公建筑。
- 9) 总建筑面积超过 10000m²的居住建筑。
- 10) 总建筑面积超过 15000m²的其他建筑。
- 11) 地铁的临时性人员出入口和通风口。

B.3 除重要公共建筑物和一类保护物以外的下列建筑物，应为二类保护物：

1) 体育馆、会堂、电影院、剧场、室内娱乐场所、车站、客运站、体育场、露天游泳场和其他露天娱乐场所等室内外公众聚会场所。

2) 地下商店（商业街）；总建筑面积超过 3000m²的商店（商场）、商业营业场所的建筑面积超过 2000m²的综合楼；总建筑面积超过 3000m²的菜市场等商业营业场所。

3) 支行级的银行等金融机构办公楼。

4) 总建筑面积超过 5000m²的办公楼、写字楼等办公类建筑物。

5) 总建筑面积超过 5000m²的居住建筑。

6) 总建筑面积超过 7500m²的其他建筑物。

7) 车位超过 100 个的汽车库和车位超过 200 个的停车场。

8) 城市主干道的桥梁、高架路等。

B.4 除重要公共建筑物、一类和二类保护物以外的建筑物（包括通信发射塔），应为三类保护物。