

中国石化销售股份有限公司江西上饶弋阳石油
分公司第六加油加气合建站加气部分
安全预评价报告

江西赣安安全生产科学技术咨询服务中心

APJ-（赣）-002

2024年07月18日

中国石化销售股份有限公司
江西上饶弋阳石油分公司
第六加油加气合建站加气部分
安全预评价报告

法定代表人：应 宏

技术负责人：周红波

项目负责人：郑 强

评价报告完成日期：2024 年 07 月 18 日

中国石化销售股份有限公司

江西上饶弋阳石油分公司第六加油加气合建站加气部分

安全评价技术服务承诺书

一、在本项目安全评价活动过程中，我单位严格遵守《安全生产法》及相关法律、法规和标准的要求。

二、在本项目安全评价活动过程中，我单位作为第三方，未受到任何组织和个人的干预和影响，依法独立开展工作，保证了技术服务活动的客观公正性。

三、我单位按照实事求是的原则，对本项目进行安全评价，确保出具的报告均真实有效，报告所提出的措施具有针对性、有效性和可行性。

四、我单位对本项目安全评价报告中结论性内容承担法律责任。

江西赣安安全生产科学技术咨询服务中心

2024年7月18日

规范安全生产中介行为的九条禁令

一、禁止从事安全生产和职业卫生服务的中介服务机构（以下统称中介机构）租借资质证书、非法挂靠、转包服务项目的行为；

二、禁止中介机构假借、冒用他人名义要求服务对象接受有偿服务，或者恶意低价竞争以及采取串标、围标等不正当竞争手段，扰乱技术服务市场秩序的行为；

三、禁止中介机构出具虚假或漏项、缺项技术报告的行为；

四、禁止中介机构出租、出借资格证书、在报告上冒用他人签名的行为；

五、禁止中介机构有应到而不到现场开展技术服务的行为；

六、禁止安全生产监管部门及其工作人员要求生产经营单位接受指定的中介机构开展技术服务的行为；

七、禁止安全生产监管部门及其工作人员没有法律依据组织由生产经营单位或机构支付费用的行政性评审的行为；

八、禁止安全生产监管部门及其工作人员干预市场定价，违规擅自出台技术服务收费标准的行为；

九、禁止安全生产监管部门及其工作人员参与、擅自干预中介机构从业活动，或者有获取不正当利益的行为。

评价人员

	姓名	职业资格证书编号	从业编号	签字
项目负责人	郑强	0800000000101605	001851	
项目组成员	王波	S011035000110202001263	040122	
	谢寒梅	S011035000110192001584	027089	
	曾华玉	0800000000203970	007037	
	戴磷	1100000000200597	019915	
报告编制人	郑强	0800000000101605	001851	
报告审核人	王冠	S011035000110192001523	027086	
过程控制负责人	王海波	S011035000110201000579	032727	
技术负责人	周红波	1700000000100121	020702	

前 言

本报告为中国石化销售股份有限公司江西上饶弋阳石油分公司第六加油加气合建站加气部分安全预评价报告。该站拟将弋阳第六加油站现有设施全部拆除后建设加油、加气、充电、尿素加注、光伏发电设施，本次仅评价加气部分设施，对于该站加油部分和涉及的尿素加注、充电、光伏等设施另行评价，本次仅对加气设施与上述设施安全间距的符合性进行评价。

中国石化销售股份有限公司江西上饶弋阳石油分公司第六加油加气合建站拟将弋阳第六加油站现有油罐、加油机等设施拆除后建设加油加气合建站。拆除后该站拟在东侧设置一套 LNG 橇装设备（含 60m³ 储罐一台），在罩棚下加油加气岛设置 2 台加气机，加气能力为 26000Nm³/天。根据该公司提供的材料，该站加油部分拟设 50m³ 的 0#柴油储罐 2 个、30m³ 的 92#汽油储罐、95#汽油储罐各 1 个。该站加油部分设施虽不在本次评价范围内，但根据企业提供的信息，该加油部分设施拟与加气部分共同建设。根据《汽车加油加气加氢站技术标准》GB 50156-2021 中 3.0.16，该站建成后属于一级加油加气合建站。评价范围内该站建成后经营的品种为 LNG。

根据《危险化学品目录》（2015 年版，2022 年修订），评价范围内 LNG 属于危险化学品。

根据《中华人民共和国安全生产法》、《建设部关于纳入国务院决定的十五项行政许可的条件的规定》、《市政公用事业特许经营管理办法》、《城镇燃气管理条例》和《江西省燃气管理办法》等有关规定，要求所有经营燃气企业必须经过安全评价。同时，根据《建设项目安全设施“三同时”监督管理办法》，新、改、扩建项目必须进行安全评价，以确保项目的安

全设施与主体工程同时设计、同时施工和同时投产使用；保证项目完成后在安全方面符合国家有关法规和标准的要求。

受中国石化销售股份有限公司江西上饶石油分公司的委托，江西赣安安全生产科学技术咨询服务中心承担其弋阳第六加油加气合建站加气部分安全预评价工作，于2024年7月组成评价小组，对所提供的资料、文件进行了审核，对现场进行了实地勘查，对工程的危险及有害因素进行识别与分析，运用分析评价方法对工程项目进行了定性、定量评价。评价组根据《安全评价通则》（AQ8001-2007）和《安全预评价导则》（AQ8002-2007）的要求，在分析各单元评价结果的基础上综合汇总，对拟建工程提出了安全对策措施建议，编制完成本报告。

评价小组在工作中得到了中国石化销售股份有限公司江西上饶石油分公司有关负责同志的大力支持和帮助，在此表示感谢。

目 录

前 言	V
1、评价概述	1
1.1 安全预评价目的	1
1.2 安全预评价的原则	1
1.3 安全预评价主要依据	2
1.3.1 法律、法规、规定和规范性技术文件	2
1.3.2 评价标准、规范	5
1.4 评价范围	8
1.5 评价主要内容	8
1.6 安全预评价程序	8
2、建设项目概况	10
2.1 项目基本情况	10
2.2 企业简介及建设项目背景、组成	11
2.3 周边情况	11
2.3.1 周边环境	11
2.3.2 项目场地地形情况	13
2.3.3 气象条件	13
2.3.4 交通运输	14
2.4 总平面布置	14
2.5 主要设备	16
2.6 工艺及主要设施	17
2.7 公用工程及辅助设施	18
2.8 该站组织机构及人员组成	22
3、可能出现的主要危险有害因素分析	23
3.1 物料的危险、有害因素分析	23
3.2 物质危险性及危险工艺辨识	24
3.3 重大危险源辨识	26
3.4 主要危险因素分析	28
3.5 工艺过程中的危险辨识	31
3.5.1 火灾、爆炸	32
3.5.2 中毒和窒息	36
3.5.3 电气伤害	36
3.5.4 车辆伤害	36
3.5.5 物体打击	36
3.5.6 机械伤害	37
3.5.7 低温冻伤	37
3.5.8 坍塌	37
3.5.9 高处坠落	38

3.5.10 容器爆炸	38
3.5.11 其他	39
3.6 有毒、有害因素分析	40
3.6.1 有害物质	40
3.6.2 噪声危害	40
3.6.3 扬尘危害	40
3.6.4 高温与热辐射	40
3.7 环境、自然危害因素分析	41
3.8 典型事故案例	41
3.9 危险和有害因素分析总结	45
4、评价方法简介及评价单元的确定	47
4.1 评价方法简介	47
4.1.1 预先危险性分析评价（PHA）	47
4.1.2 危险度评价	48
4.1.3 安全检查表法	49
4.2 评价单元的确定	49
4.2.1 评价单元划分原则	49
4.2.2 确定本建设项目评价单元	50
5、危险性分析评价	51
5.1 预先危险性分析评价（PHA）	51
5.2 危险度评价	56
6、建设项目选址及生产、储存设施安全性评价	57
6.1 选址单元	57
6.2 总平面布置单元	60
6.3 经营、储存装置的安全性评价	63
6.4 公用工程安全性评价	63
7、安全对策措施建议	64
7.1 LNG 装置安全对策措施	64
7.4 重点监管的危险化学品安全对策措施	75
7.5 设计施工注意	77
7.6 安全管理措施	79
8、评价结论及建议	87
8.1 项目危险度评价	87
8.2 评价结果	88
8.3 安全评价结论	88
9、附件	90

中国石化销售股份有限公司
江西上饶弋阳石油分公司第六加油加气合建站加气部分
安全预评价报告

1、评价概述

1.1 安全预评价目的

建设项目（工程）安全预评价最终目的是：贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”方针，为建设项目安全设施设计提供科学依据，以利于提高建设项目本质安全程度。

本评价的目的是：

- 1、分析识别建设项目在建设和运行过程中存在的主要危险、有害因素。
- 2、对项目运行过程中的固有危险、有害因素及控制手段进行安全预评价，预测其安全等级。
- 3、提出提高建设项目安全等级的对策措施，为本项目的设计、运行和安全管理提供依据。
- 4、为建设单位安全管理的系统化、标准化和科学化提供依据和条件。
- 5、为有关部门对建设项目安全审查提供依据。

1.2 安全预评价的原则

本次对中国石化销售股份有限公司江西上饶石油弋阳分公司第六加油加气合建站加气部分安全预评价所遵循的原则是：

- （1）认真贯彻国家现行安全生产法律、法规，严格执行国家标准与规范，力求评价的科学性与公正性。
- （2）采用科学、适用的评价技术方法，力求使评价结论客观，符合拟

建项目的生产实际。

(3) 深入现场，深入实际，充分发挥评价人员和有关专家的专业技术优势，在全面分析危险、有害因素的基础上，提出较为有效的安全对策措施建议。

(4) 诚信、负责，为企业服务。

1.3 安全预评价主要依据

1.3.1 法律、法规、规定和规范性技术文件

《中华人民共和国安全生产法》 国家主席令〔2021〕第 88 号，自 2021 年 9 月 1 日起实施

《中华人民共和国行政许可法》国家主席令【2003】第 7 号（2019 年 4 月 23 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第十次会议修正）

《中华人民共和国消防法》国家主席令〔2008〕第 6 号（2021 年国家主席令第 81 号修改，自 2021 年 4 月 29 日起实施）

《中华人民共和国职业病防治法》国家主席令【2011】第 52 号（2018 年第 24 号修正）

《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发〔2015〕17 号）

《中华人民共和国特种设备安全法》（主席令〔2013〕第 4 号，自 2014 年 1 月 1 日起施行）

《生产安全事故应急条例》 国务院令〔2019〕第 708 号 2018 年 12 月 5 日国务院第 33 次常务会议通过，2019 年 4 月 1 日起施行

《城镇燃气管理条例》国务院令〔2010〕第 583 号，经〔2016〕第 666 号修改，自 2016 年 2 月 6 日起施行

《工伤保险条例》国务院令第 586 号

《江西省安全生产条例》2023 年 7 月 26 日江西省第十四届人民代表大会常务委员会第三次会议第二次修订

《江西省消防条例》2020 年 11 月 25 日江西省第十三届人民代表大会常务委员会第二十五次会议第六次修正

《易制毒化学品管理条例》国务院令【2005】第 445 号（2016 年国务院第 666 号令、2018 年国务院第 703 号修改）

《生产经营单位安全培训规定》安监总局第 3 号令（国家安监总局第 63、80 号令修改）

《国家安全监管总局关于修改《〈生产安全事故报告和调查处理条例〉罚款处罚暂行规定》等四部规章的决定 国家安监总局令 77 号令

《危险化学品建设项目安全监督管理办法》国家安全生产监督管理总局 45 号令（国家总局令第 79 号修正）

《产业结构调整指导目录（2024 年本）》国家发展和改革委员会令 7 号

《生产安全事故应急预案管理办法》国家安监总局令 88 号（2019 年 7 月 11 日应急管理部令 2 号修正）

《高毒物品目录》（卫法监发[2003]142 号）

《危险化学品目录》（2015 年版，2022 年十部委调整）

《易制爆危险化学品名录》（2017 年版）

《各类监控化学品名录》工信部【2020】第 52 号

《特别管控危险化学品目录》应急管理部等四部门公告[2020]第 3 号

《国家安全监管总局关于公布首批重点监管的危险化学品名录的通知》安监总管三〔2011〕第 95 号

《国家安全监管总局关于公布第二批重点监管的危险化学品名录的通知》安监总管三〔2013〕第 12 号

《国家安全监管总局办公厅关于印发首批重点监管的危险化学品安全措施和应急处置原则的通知》安监总厅管三〔2011〕142 号

《关于公布首批重点监管的危险化工工艺目录的通知》安监总管三[2009]116 号

《关于公布第二批重点监管危险化工工艺目录和调整首批重点监管危险化工工艺中部分典型工艺的通知》（安监总管三〔2013〕3 号）

《应急管理部办公厅关于印发《淘汰落后危险化学品安全生产工艺技术设备目录（第二批）》的通知》应急厅〔2024〕86 号

《市政公用事业特许经营管理办法》（建设部令[2004]第 126 号，经住房和城乡建设部令[2015]第 24 号修改，自 2015 年 5 月 4 日起施行）

《天然气利用政策》（国家发展和改革委员会令[2012]第 15 号，自 2012 年 12 月 1 日起施行）

《江西省城镇燃气经营许可证管理办法》（江西省住房和城乡建设厅 赣建字[2012]4 号）

《住房和城乡建设部关于印发<燃气经营许可证管理办法>和<燃气经营企业从业人员专业培训考核管理办法>的通知》（建城〔2014〕167 号）

《企业安全生产费用提取和使用管理办法》财资〔2022〕136 号

《住房和城乡建设部关于印发城镇燃气经营安全重大隐患判定标准的通知》建城规〔2023〕4 号

《住房和城乡建设部关于修改燃气经营许可证管理办法的通知住房和城乡建设部关于修改燃气经营许可证管理办法的通知》建城规〔2019〕2 号

《江西省人民政府关于印发江西省水污染防治工作方案的通知》赣府发〔2015〕62号

《江西省商务厅关于取消和下放石油成品油经营资格审批权限有关事项的通知》赣商务运行函〔2020〕27号

《江西省燃气管理办法》（江西省政府令[2003]第123号，自2003年10月1日起施行）

《上饶市燃气安全管理条例》（2022年12月27日上饶市第五届人民代表大会常务委员会第十二次会议通过 2023年3月31日江西省第十四届人民代表大会常务委员会第一次会议批准）

《关于开展燃气安全隐患排查整治“百日行动”实施方案》（饶安发〔2022〕11号）

《关于印发江西省城镇燃气安全专项整治燃气管理部门专项方案的通知》赣建城〔2023〕23号

《上饶市燃气安全管理条例》（2023年3月31日江西省第十四届人民代表大会常务委员会第一次会议批准）

《江西省安委会关于印发《江西省城镇燃气安全整治“百日行动”实施方案》的通知》

《关于进一步加强全省城镇燃气安全监管工作的意见》赣建字〔2022〕3号

1.3.2 评价标准、规范

《汽车加油加气加氢站技术标准》	GB50156-2021
《城镇燃气设计规范》（2020年版）	GB50028-2006
《燃气工程项目规范》	GB 55009-2021

《易燃易爆性商品储存养护技术条件》	GB17914-2013
《建筑设计防火规范》	GB50016-2014（2018年修订版）
《建筑防火通用规范》	GB55037-2022
《消防设施通用规范》	GB55036-2022
《天然气》	GB17820-2018
《城镇液化天然气（LNG）气化供气装置》	GB/T 38530-2020
《液化天然气（LNG）加液装置》	GB/T 41319-2022
《液化天然气（LNG）车辆燃料加注系统规范》	GB/T 26980-2011
《液化天然气（LNG）生产、储存和装运》	GB/T 20368-2021
《液化天然气用不锈钢无缝钢管》	GB/T38810-2020
《固定式真空绝热深冷压力容器 第6部分：安全防护》	GB/T 18442.6-2019
《低温阀门 技术条件》	GB/T24925-2019
《低温介质用紧急切断阀》	GB/T24918-2010
《危险化学品重大危险源辨识》	GB18218-2018
《建筑物防雷设计规范》	GB50057-2010
《压力容器 第1部分：通用要求》	GB/T 150.1-2011
《液化天然气用不锈钢无缝钢管》	GB/T 38810-2020
《低温介质用紧急切断阀》	GB/T 24918-2010
《工业设备及管道绝热工程设计规范》	GB 50264-2013
《建筑抗震设计规范》（2024年版）	GB/T50011-2010
《建筑灭火器配置设计规范》	GB50140-2005

《爆炸危险环境电力装置设计规范》	GB50058-2014
《安全标志及其使用导则》	GB2894-2008
《供配电系统设计规范》	GB50052-2009
《低压配电设计规范》	GB50054-2011
《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》	GB/T50493-2019
《危险化学品单位应急救援物资配备要求》	GB30077-2023
《消防应急照明和疏散指示系统》	GB17945-2024
《防止静电事故通用导则》	GB12158-2006
《职业性接触毒物危害程度分级》	GBZ/T230- 2010
《企业职工伤亡事故分类》	GB6441-1986
《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》	GB/T29639-2020
《生产过程危险和有害因素分类与代码》	GB/T13861-2022
《建筑采光设计标准》	GB50033-2013
《液化天然气（LNG）汽车加气站技术规范》	NB/T 1001-2011
《液化天然气（LNG）车辆加注站运行规程》	SY/T 6934-2013
《液化天然气（LNG）低温潜液泵》	JB/T 13977-2020
《液化天然气（LNG）储罐用防腐涂料》	HG/T 5060-2016
《《固定式压力容器安全技术监察规程》行业标准第 1 号修改单》	TSG 21-2016/XG1-2020
《汽车加油加气站消防安全管理》	XF/T3004-2020
《石油化工设备和管道涂料防腐蚀设计标准》行业标准第 1 号修改单	SH/T 3022-2019/XG1-2021
《安全评价通则》	AQ8001-2007

《安全预评价导则》

AQ8002-2007

1.4 评价范围

本安全预评价的范围为：中国石化销售股份有限公司江西上饶弋阳石油分公司第六加油加气合建站加气部分涉及的建（构）筑物，主要包括站房、罩棚、加气机、LNG 橇装设备等装置，以及加气部分工艺过程、公用辅助设施，并对企业未来安全管理提出建议。

该加油加气合建站拟设的油罐、加油机、卸油等加油部分设备设施、光伏发电系统等另行评价，不在本次评价范围。

1.5 评价主要内容

- 1、采用类比法，依据相关的国家法规、规范和标准，对项目的情况，进行安全综合评价；
- 2、采用预先危险性分析（PHA）等定性定量评价方法对项目中的危险、有害因素进行分析并对其危险、有害程度进行分级；
- 3、采用危险度评价方法对橇装 LNG 设备在未来工作状态存在的危险、有害因素进行分析评价；
- 4、在定性、定量评价的基础上制定相应的安全对策与措施；
- 5、采用作业预危险性评价法对项目在正常经营作业过程中的危险、有害程度进行半定量分析；
- 6、得出客观、公正的安全预评价结论。

1.6 安全预评价程序

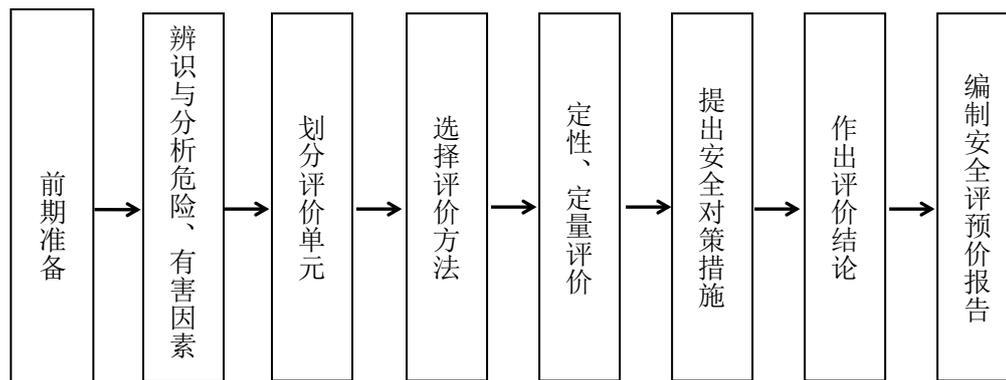


图 1-1 评价程序框图

2、建设项目概况

2.1 项目基本情况

1. 该站基本情况

表 2-1 该站基本情况

企业名称	中国石化销售股份有限公司江西上饶石油分公司				
注册地址	江西省上饶市信州区广信大道 112 号				
联系电话	139 7037 9339	传真		邮政编码	334400
经济类型	全民所有制 <input type="checkbox"/> 集体所有制 <input checked="" type="checkbox"/> 私有制 <input type="checkbox"/>				
建设单位	中国石化销售股份有限公司 江西上饶石油分公司		主管负责人		
经营场所	拟建地址	江西省上饶市弋阳县圭峰汤家山 320 国道南侧			
	产权	自有 <input checked="" type="checkbox"/> 租赁 <input type="checkbox"/> 承包 <input type="checkbox"/>			
储存设施	地址	第六加油加气合建站内			
	结构	LNG 橇装设备	储存能力	60m ³	
	产权	自有 <input checked="" type="checkbox"/> 租赁 <input type="checkbox"/> 承包 <input type="checkbox"/>			

该站加气部分拟设置一套 LNG 橇装设备（含 60m³ 储罐一台），加油部分拟设 50m³ 的 0#柴油储罐 2 个、30m³ 的 92#汽油储罐、95#汽油储罐各 1 个。该站加油部分设施、充电桩等虽不在本次评价范围内，但根据企业提供的信息，该加油部分设施、充电桩等拟与加气部分共同建设。根据《汽车加油加气加氢站技术标准》3.0.16，该站建成后属于一级加油加气合建站。

2. 项目前期工作

本项目于 2024 年 7 月 17 日取得上饶市发展和改革委员会出具的项目核准批复，饶发改行政字（2024）71 号，批复主要建设内容和建设规模为：拟建 LNG 橇装设备（含 60m³ 储罐）1 台，LNG 加气机 2 台及配套的辅助设施，加气能力为 26000Nm³/天。

中国石化销售股份有限公司江西上饶弋阳石油分公司第六加油加气合建站总平面布置图由河北海川能源科技股份有限公司编制，该公司具有市政行业（城镇燃气工程、热力工程）乙级资质。

中国石化销售股份有限公司江西上饶弋阳石油分公司已取得弋阳县不动产登记局颁发的用地范围的不动产权证书。

2.2 企业简介及建设项目背景、组成

第六加油加气合建站地处江西省上饶市弋阳县圭峰汤家山 320 国道南侧，总图设计单位为河北海川能源科技股份有限公司。

本项目拟设一套 LNG 橇装设备，两台 LNG 加气机以及配套的辅助设施，其中 LNG 橇装设备位于加油站东部，橇装设备主要包含：60m³ 地上 LNG 储罐 1 台，2 台潜液泵，300Nm³/h 卸车增压气化器 1 台，150Nm³/h 低压 EAG 加热器 1 台等。

两台 LNG 加气机位于罩棚下东北侧两台加油加气岛上，罩棚采用网架结构，建筑面积为 233.84m²，柱高 5.5m。

站房：站房占地面积 197.05m²，一层框架结构，二级耐火等级，层高 3.9m。

本项目的的主要建设内容见表 2-2：

表 2-2 项目主要建设内容

序号	项目名称	规模/数量	说明	备注
1	罩棚	233.84m ²	钢网架结构，高 5.5m	新建
2	站房	197.05m ²	一层，框架结构	新建（拟设财务室、便利店、卫生间、配电间、值班室、备餐间（无明火）等）
3	LNG 橇装设备	1 套	含 60m ³ 地上 LNG 储罐 1 台，2 台潜液泵，300Nm ³ /h 卸车，增压气化器 1 台，150Nm ³ /h 低压 EAG 加热器 1 台	
4	加气机	2 台	单枪	
5	附属设施	-	控制柜、空压机、操作台各 1 套/台	

2.3 周边情况

2.3.1 周边环境

第六加油加气合建站地处江西省上饶市弋阳县圭峰汤家山 320 国道南侧，东北侧为 G320 国道，东南侧为架空通讯线（杆高 8m）和架空电力线（杆高

8m，有绝缘层），东北、西南两侧均为民房。该项目周围 50m 内无重要公共建筑物。

根据设计单位提供的总平面布置图以及周边环境，加气设施与站外建、构筑物防火距离见表 2-3。

表 2-3 油罐、加油机和通气管管口与站外建构筑物拟定防火间距表

工艺装置名称	相对位置	建（构）筑物名称	拟定间距(m)	标准间距（m）
LNG 储罐	东北	G320	38.7	12
	西南	民房（三类保护物）	71.9	18
	东北	民房（三类保护物）	37	18
	东南	架空通信线（杆高 8m）	10	8
		架空电力线（杆高 8m,有绝缘层）	12.6	12
LNG 放空管	东北	G320	46.1	8
	西南	民房（三类保护物）	72.1	14
	东北	民房（三类保护物）	44.3	14
	东南	架空通信线（杆高 8m）	14	6
		架空电力线（杆高 8m,有绝缘层）	16.5	6
LNG 加气机	东北	G320	22.6	8
	西南	民房（三类保护物）	53	14
	东北	民房（三类保护物）	49.9	14
	东南	架空通信线（杆高 8m）	27.1	6
		架空电力线（杆高 8m,有绝缘层）	29.6	6
LNG 卸车点	东北	G320	34.5	8
	西南	民房（三类保护物）	71.5	14
	东北	民房（三类保护物）	36.7	14
	东南	架空通信线（杆高 8m）	24.8	6
		架空电力线（杆高 8m,有绝缘层）	27.4	6

注：1、本站建成后为一级加油加气合建站，本表“标准间距”选自《汽车加油加气加氢站技术标准》GB50156-2021“表 4.0.7”中一级站间距要求。

2.3.2 项目场地地形情况

项目范围内未发现不良地质及特殊地质，工程地质条件较好。

项目范围属于地震基本烈度 6 度区，工程按相关规划要求设防。

2.3.3 气象条件

弋阳县气候属中亚热带湿润气候大区江南气候区。主要气候特征①四季分明：春季天气多变，雨水多，日照少；夏季酷热，多雷雨；秋季秋高气爽，少雨多日照；冬季寒冷，间有冰冻霜雪。②光热资源丰富，地处北纬度较低，有条件一年三熟，作物生产潜力大。③作物生长季光热水同季，有利于作物生长发育和产量形成。④降水季节分配不均，变率大，易造成旱涝灾害。

历年平均气温：18℃

历年平均降雨量：1832.5mm

历年平均年日照时数：1772.3 小时

全年无霜期：264 天

全年最大风速：37m/s

历年极端最高气温：41.4℃

历年极端最低气温：-11.2℃

历年最大年降水量：2843.7mm

历年最少年降水量：1189.6mm

年主导风向：东北风（NE）

历年平均雷暴日数：62.5 天。

2.3.4 交通运输

该站进出道路与西北侧 G320 国道相连，交通条件十分便利。

站内道路坡度不大于 6%，且坡向站外，在汽车槽车卸车停车位处，按平坡设计。

2.4 总平面布置

1. 竖向布置

该站所在地地势较平坦，竖向布置采用坡向站外道路的布置方式，道路坡度根据下排水管网的埋深及坡降，综合考虑到地面雨水的排放。

2. 总平面布置

该站加气部分总体平面布置为：站内分为 LNG 橇装设备区、站房区、罩棚区等。

车辆进出口设置在该站西北侧，车辆进、出口分开设置，进出口拟设减速带；该站另外三面拟设置实体围墙与外界相隔，与 G320 连接处为混凝土地面。

LNG 橇装设备位于该站东部，橇装设备主要包含：60m³地上 LNG 储罐 1 台，2 台潜液泵，300Nm³/h 卸车增压气化器 1 台，150Nm³/h 低压 EAG 加热器 1 台等。放空管位于橇装设备西侧，管口距地面高度为 6.5 米，高出设备平台及以管口为中心半径 12 米范围内的建构筑物 2 米以上。

两台 LNG 加气机位于罩棚下，罩棚长 27m、宽 27.5m，罩棚采用网架结构，柱高 5.5m。罩棚下拟设 5 个加油岛，靠近 320 国道的侧设置 3 个加油岛，本次评价范围内的单枪加气机设置在罩棚东北侧 2 台加油加气岛上（2 台加油加气岛分别设有一台不在本次评价范围内的加油机），加油加气岛长 7.7m、宽 1.3m、高 0.2m，两端拟设置 0.8m 高的防撞柱。

根据项目总平面布置图，该加油加气站内拟设置 4 条加油加气车辆进出行驶路线，转弯半径均为 15m，可满足部分中大型车辆转弯要求。

站房为一层建筑，东西向长 26.92m、南北向宽 7.32m，加气部分的附属设施（值班室、控制柜，空压机，操作台等）设置在站房内；

据设计单位提供的总平面布置图，站内设施之间拟定防火距离见表2-4，站内主要建（构）筑物见表2-5。

表 2-4 站内设施之间的防火距离（m）

	设施名称	相邻设施	标准要求（m）	拟定间距（m）
1.	汽油罐	LNG 储罐	10	33
2.	柴油罐	LNG 储罐	8	22.8
3.	汽油通气管	LNG 储罐	8	37.7
4.	柴油通气管	LNG 储罐	8	41.2
5.	密闭卸油点	LNG 储罐	8	44
6.	加油机	LNG 储罐	6	23.1
7.	汽油罐	LNG 放空管	6	34.5
8.	柴油罐	LNG 放空管	6	25.2
9.	汽油通气管	LNG 放空管	6	38.5
10.	柴油通气管	LNG 放空管	6	44.1
11.	密闭卸油点	LNG 放空管	6	48.9
12.	加油机	LNG 放空管	6	24.7
13.	汽油罐	LNG 卸车点	6	31.3
14.	柴油罐	LNG 卸车点	6	20.9
15.	汽油通气管	LNG 卸车点	8	37.2
16.	柴油通气管	LNG 卸车点	6	39
17.	密闭卸油点	LNG 卸车点	6	40.2
18.	加油机	LNG 卸车点	6	22.3
19.	汽油罐	LNG 加气机	4	13.2
20.	柴油罐	LNG 加气机	4	4
21.	汽油通气管	LNG 加气机	8	18.6
22.	柴油通气管	LNG 加气机	6	17.5
23.	密闭卸油点	LNG 加气机	6	18
24.	加油机	LNG 加气机	2	2.7
25.	LNG 储罐	围墙	4	6
26.	LNG 放空管	围墙	3	9.7
27.	LNG 卸车点	围墙	2	9.7
28.	LNG 储罐	LNG 卸车点	2	4
29.	LNG 储罐	LNG 加气机	2	18.2
30.	LNG 储罐	站房	6	16
31.	LNG 放空管	LNG 卸车点	3	11
32.	LNG 放空管	站房	8	16
33.	LNG 加气机	站房	6	7.7
34.	LNG 卸车点	站房	6	17.7
35.	LNG 储罐	配电间	40.5	6
36.	LNG 放空管	配电间	40.3	7.5
37.	LNG 加气机	配电间	25	7.5

38.	LNG 卸车点	配电间	42.2	7.5
39.	LNG 储罐	充电区	48.2	18
40.	LNG 放空管	充电区	47.8	14
41.	LNG 加气机	充电区	30.3	14
42.	LNG 卸车点	充电区	48.5	14

注：本表“标准间距”选自《汽车加油加气加氢站技术标准》GB50156-2021中“表 5.0.13-2 及“附录 C”的数据。站内设施与配电间的防火间距是依据《汽车加油加气加氢站技术标准》GB50156-2021 第 5.0.8 条、5.0.10 条得出的。5.0.8 条条文说明中“配电间应布置在爆炸危险区域之外，并保持不小于 3m 的附加安全距离”的规定；各设施的爆炸危险区域边界线划分的依据为该规范“附录 C”确定；第 5.0.10 条：加油加气站内设置的经营性餐饮、汽车服务等非站房所属建筑物或设施，不应布置在加油加气作业区内，其与站内可燃液体或可燃气体设备的防火间距，应符合本规范第 4.0.4 条至第 4.0.9 条有关三类保护物的规定。

表 2-5 主要建构筑物一览表

序号	项目名称	面积、数量	耐火等级	结构	备注
1	站房	197.05m ²	二级	砖混	一层
2	罩棚	742.5m ²	-	型钢	高 5.5m
3	LNG 撬装设备	75.24m ²	-	-	
4	化粪池	4.55m ²	-	-	
5	隔油池	3m ²	-	-	
6	消防沙箱	2 座	-	-	
7	消防器材箱	1 座	-	-	

2.5 主要设备

主要设备见表 2-6。

表 2-6 主要设备表

序号	设备名称	规格型号	单位	备注
1	LNG 撬装设备	外形尺寸为：17.5*3.9*3.9（长*宽*高），卸车时长：120 分钟，LNG 储罐的利用率为 90%； LNG 储罐 V=60m ³ ；设计压力 1.3MPa；装量系数 0.90；设计温度 -196℃/50℃； 潜液泵：系统设计压力：1.92MPa；2 台 LNG 低温潜液泵：流量 Q=18~340L/min； 调饱和/卸车气化器：气化能力：300Nm ³ /h； 低压 EAG 加热器：气化能力：150Nm ³ /h； 2 台单枪加气机：工作压力：1.6MPa，计量误差±1.0%，设计温度 -196℃，流量 3-80Kg/min，功率 0.2KW	1	
2	加气机	单枪	2	

3	空压机	设计压力：1.0MPa，排气量：0.2m ³ /min，带干燥功能	1	
---	-----	--	---	--

2.6 工艺及主要设施

1.LNG 汽车加气工艺流程

卸车流程：LNG 槽车—密闭接头—潜液泵—LNG 储罐

LNG 槽车将 LNG 液体从 LNG 工厂运至撬装式 LNG 汽车加气站，连接好 LNG 卸车软管密闭接头，LNG 液体通过卸车软管、真空管道、低温阀门进入潜液泵，经潜液泵加压以后，LNG 液体被灌注到加气站的 LNG 储罐中。

LNG 汽车加气站也可利用增压气化器进行卸车，通过 LNG 槽车的增压口排出 LNG 液体，LNG 液体经增压气化器气化以后，通过 LNG 槽车的气相口返回 LNG 槽车气相空间，为 LNG 槽车增压；LNG 槽车内的液体在压差的作用下，经过卸车软管、真空管道、低温阀门被灌注到加气站的 LNG 储罐中，完成 LNG 汽车加气站的自增压卸车。为了保护潜液泵，减少泵的使用频率，LNG 汽车加气站可以使用自增压卸车。

2.LNG 车加液流程

LNG 车加液流程：LNG 储罐—潜液泵—加气机—LNG 车载气瓶

给车辆加气，先将加气机上的加注管路通过专用的 LNG 加液枪与 LNG 汽车上的车载 LNG 低温气瓶的进液接口相连接；通过 LNG 储罐的压力将 LNG 输送到潜液泵中，通过加气机来控制潜液泵运转，潜液泵将 LNG 液体加压，LNG 液体通过低温管路、阀门、加气机加注到车载 LNG 低温气瓶中；加气机中 LNG 质量流量计计量出输送的液体的量，在加气机控制面板上显示质量（或标方数）和价格。

低压泄压流程：LNG 储罐、低温管路—安全阀（泄压）

LNG 储罐或低温管路中的 LNG 液体因吸热汽化，LNG 储罐或低温管

路内的压力升高，当气相压力高于安全阀整定压力时，气态的天然气通过安全阀管路、安全阀进行泄压。

LNG 管道和低温气相管道采用低温不锈钢管，LNG 橇装设备内部管道采用真空管进行保冷。

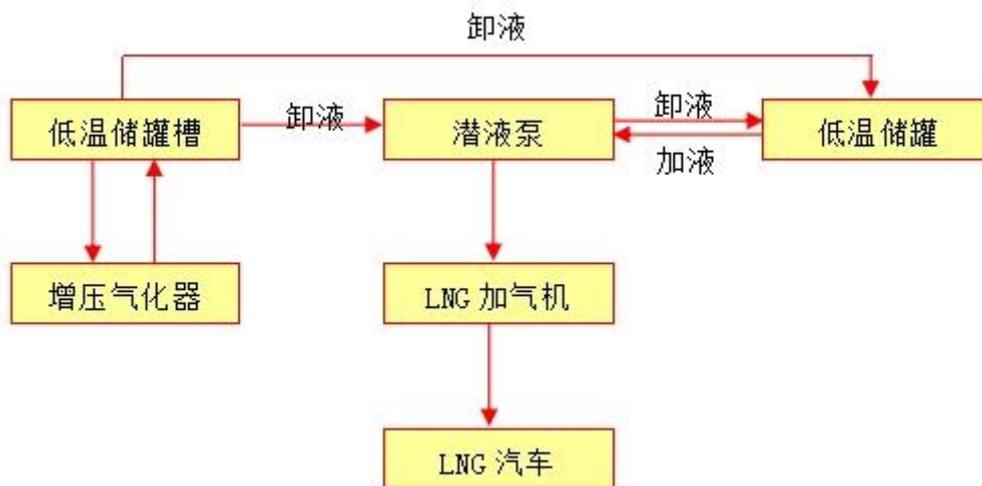


图 2.6-1 LNG 加气流程图

2.7 公用工程及辅助设施

1 供配电

该站电源主要有站内光伏发电设施发电和外接电源。外接电源拟从当地 10KV 外接电源引至位于站区南侧的箱式变压器，然后再埋地引入站房西南侧的配电间，通过埋地填沙电缆沟敷设到用电设备。

加气部分设备电源引自站房配电间，自控系统、可燃气体检测报警系统用电负荷为一级用电负荷，应急照明为二级用电负荷，其他用电负荷为三级，主要用电设备功率为 60kW。自控系统、可燃气体检测报警系统设 UPS 电源。应急照明采用自带的蓄电池供电。

2 防雷、防静电

该项目 LNG 橇装设备、罩棚为二类防雷，拟按二类防雷建筑设置防雷接地保护，利用金属顶面做接闪器防直击雷。电气设备正常不带电的金属外壳

均需可靠接地，其接地电阻不大于 4Ω 。

站房为三类防雷，按三类防雷建筑物设置防雷接地保护，在站房女儿墙四周装设热镀锌圆钢接闪带，组成不大于 $20\text{m}\times 20\text{m}$ 或 $24\text{m}\times 16\text{m}$ 的网格，站房利用柱内主筋作引下线。

接地干线引至加气机箱内，地坪上留 200mm 。机体和其内设备，加气机内部电线管都与接地干线做电气连接，连接线为 $\text{BVR}16\text{mm}^2$ 。接地装置接地极采用 $\angle 50*50*5$ 热镀锌角钢，接地干线采用 $-40*4$ 热镀锌扁钢，支线采用 $-25*4$ 热镀锌扁钢，焊接连接，埋深 0.8 米。焊接处做防腐。高出地面的 LNG 放散管与接地网相连，做良好的电气连接。工艺管线的法兰均用 $\text{TRJ}-10\text{mm}^2$ 跨接。储气区设置能检测跨接线及监视接地装置状态的静电接地仪和人体静电释放装置天然气管道始、末端和分支处分别接地。在爆炸危险区域内的天然气管道上的法兰、胶管两端等连接处用 $\text{TRJ}10\text{mm}^2$ 铜绞线做防静电跨接。

3 防爆电器及防爆措施

进入防爆区域内电缆使用防爆接线盒(dIIBT4)接线，用防爆胶泥密封，防止火源窜入爆炸危险区域内。爆炸危险区域内的电气设备选型按照《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB50058-2014 的要求来选定，1 区内选择本安型设备；2 区内选择隔爆型设备。继电保护的选择按照有关继电保护的规范设计， $380/220\text{V}$ 低压侧采用空气开关作短路和过载保护。

站房配电间、充电桩设在爆炸及火灾危险区边界线 3m 区域之外，并满足防火、防爆间距要求。

4 自控系统

控制系统由生产监控操作站、站级过程控制器和现场仪表三部分构成。生产监控操作站设置在值班室内，对加气生产过程进行监测管理，动态显示 LNG 卸气、LNG 存储、LNG 汽车加气流程，采集整体橇装内各仪表的运行状态，以及现场紧急停止按钮、可燃气体探测器的报警信息，

生产数据的存储、统计、查询、打印。

站级过程控制器设置在成套机柜内，均设置在相应区域内的现场控制橇内，选用可编程控制器（PLC），由 CPU、接口模块、过程 I/O 及功能模块等组成，用于实时采集现场装置内各检测仪表的数据信息、设备工作状态，紧急停止按钮、可燃气体探测器信号的实时状态，通过 TCP/IP 以太网标准接口与生产监控操作站进行数据交互，上传装置内各仪表的数据信息及设备工作状态，并对整个加气过程进行程序控制，实现自动化运行。

与 LNG 储罐连接的进出口管道均设置可远程操作的紧急切断阀，同时 LNG 储罐设置具备现场指示液位计和远传液位计、压力表、压力变送器和高低液位报警器，高液位报警器与进液管道紧急切断阀连锁，一旦 LNG 储罐达到允许充装液位的 90%，就会启动高液位报警同时连锁关闭进液管道的紧急切断阀；低液位报警器与出液管道紧急切断阀连锁，一旦储罐达到允许充装液位的 5%，就会启动低液位报警同时连锁关闭出液管道的紧急切断阀。

生产控制系统的集成、组态、安装、调试、投运由系统集成商负责完成。设备供货商与业主共同协商需要上传的数据内容，协助并无条件提供生产系统集成商所需全部资料以完成生产控制系统组态工作。

5 电讯

(1) 可燃气体报警系统

可燃气体报警系统包括可燃气体报警控制器及可燃气体探测器，报警控制器设置在值班室（24 小时有人值守）内，在加气区域易产生天然气泄漏的区域设置可燃气体探测器，其站内包括：2 台加气机处各 1 台、潜液泵及储罐附近 1 台，卸车区 1 台；“可燃气体探测器”高度为高出释放源 1000mm，可燃气体报警控制器采集现场可燃气体探测器的信号，通过生产监控操作站实时显示各探头浓度数值，监测天然气的泄漏情况。当被测区域可燃气体

体浓度达到或超过设定值时，可燃气体报警控制器可进行声光报警、自动存储报警信息，并输出报警信号（开关量）至站级过程控制器，通过站级过程控制器联锁现场所有加气设备的紧急停止及气动阀门的紧急关闭，生产监控操作站进行报警并自动存储报警信息。

可燃气体的一级报警设定值小于或等于 20%爆炸下限，可燃气体的二级报警设定值小于或等于 50%爆炸下限。

（2）紧急切断系统

在加气区域共设置 5 点紧急停止按钮，分别布置在：LNG 加气机 2 点、卸车区 1 点、现场控制橇 1 点，便利店 1 点（利用电气专业全场停电按钮的一对无源常闭触点）。

当事故发生时，现场人员按下紧急停止按钮，急停信号上传至站级过程控制器，通过站级过程控制器实现站内加气设备的紧急停车，并迅速切断 LNG 泵电源及关闭紧急切断阀门。

紧急停车按钮命令优先于任何操作方式。所有紧急停车按钮的动作将发出闭锁信号，使加气设备、气动阀门、成橇装置等均在未接到人工复位的命令前不能再次启动。

（3）视频监控系统

站区设有视频监控系统，在橇装设备区、站房、罩棚等部位设监控摄像头，信号线引至站房通讯机柜，通过视频监控系统对橇装设备、加气机等重点部位进行监控。

6 给排水

该站生活用水来源拟用市政自来水供给。

该站污水经隔油池处理后再向外排入市政污水管网。

生活污水经化粪池处理后排入市政污水管网。

7 消防

《汽车加油加气加氢站技术标准》（GB 50156-2021）第 12.2.3 条：合建站中地上 LNG 储罐总容积不大于 60m³时，可不设消防给水系统。本项目 LNG 橇装设备设置一台 60m³的 LNG 储罐，因此，本项目可不设消防水系统。

依据《建筑灭火器配置设计规范》要求，遵照“预防为主，防消结合”的方针，项目拟在 LNG 橇装设备、加气机等部位配置一定数量的推车式和手提式灭火器，以便灵活有效地扑灭初期火灾或小型火灾。

8 压缩空气

站用房内设置空压机一台，使用压力：1.0MPa，排气量：0.2m³/min。空压机设在站房内，提供干燥、无油的压缩供站内的气动仪表、阀门等使用，为全橇装设备的气动仪表及阀门提供动力。

2.8 该站组织机构及人员组成

本项目组织机构采用站长负责制，设员工 8 人，其中安全管理人员 1 人。

项目运行前安排新员工到中石化上饶分公司其他加气站进行培训，以利该站正常经营运转。

3、可能出现的主要危险有害因素分析

3.1 物料的危险、有害因素分析

根据企业提供的资料,评价范围内该站涉及的物料为天然气。根据《危险化学品目录》(2015年版、2022年十部委修订),天然气属于危险化学品。

天然气的物料特性见下表所示。

表 3-1 天然气

标识	中文名: 甲烷、沼气	英文名: methane;Marst gas
成分	主要成分: 纯品 分子式: CH ₄	CAS 号: 74-82-8 化学类别: 烷烃 相对分子质量: 16.04
危险性概述	危险性类别: 第 2.1 类易燃气体 危险性综述: 本品易燃, 具窒息性。LNG 具有冻伤特性。 侵入途径: 吸入。 健康危害: 甲烷对人基本无毒, 但浓度过高时, 使空气中氧含量明显降低, 使人窒息。当空气中甲烷达 25%-30%时, 可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离, 可致窒息死亡。皮肤接触液化 LNG, 可致冻伤。	
急救措施	皮肤接触: 若有冻伤, 就医治疗。 眼睛接触: 吸入: 迅速脱离现场至空气新鲜处, 保持呼吸道通畅。如呼吸困难, 给输氧, 如呼吸停止, 立即进行人工呼吸。就医。	
消防措施	燃烧性: 易燃 闪点(°C): -188 引燃温度(°C): 538 爆炸极限[% (V/V)]: 5.3~15 危险特性: 与空气混合能形成爆炸性混合物, 遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。 灭火方法: 切断气源。若不能切断气源。则不允许熄灭泄漏处的火焰, 喷水冷却容器, 可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂: 雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。	
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处, 并进行隔离, 严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器, 穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风, 加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能, 将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可能将漏气的容器移至空旷处, 注意通风, 漏气容器要妥善处理, 修复, 检验后再用。	
操作处置与储存	操作处置注意事项: 密闭操作, 全面通风。操作人员必须经过专门培训, 严格遵守操作规程。远离火种、热源, 工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中, 钢瓶和容器必须接地和跨接, 防止产生静电。搬运时轻装轻卸, 防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 储存注意事项: 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30°C。应与氧化剂等分开存放, 切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。	

暴露控制/个体防护	<p>中国 MAC (MG/M³)：未制定标准 前苏联 MAC (mg/m³)：300 美国 TLV-TWA: ACGIH 窒息性气体 美国 TLV-STEL: 未制定标准</p> <p>监测方法： 工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴自吸过滤式防素防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。</p>
理化特性	<p>外观与性状：无色无臭气体。 熔点 (°C)：-182.5 相对密度 (水=1)：0.42 (-164°C) 沸点 (°C)：-161.5 相对蒸汽密度：0.55 饱和蒸气压 (KPa)：53.32 (-168.8°C) 燃烧热 (KJ/mol)：889.5 临界温度 (°C)：-82.6 临界压力 (MPa)：4.59 辛醇/水分配系数：无资料 溶解性：微溶于水、溶于醇、乙醚。 主要用途：用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。</p>
稳定性和反应活性	<p>稳定性：稳定 聚合危害：不聚合 禁忌物：强氧化剂、氟、氯。 燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。</p>
运输信息	<p>危险货物编号：21007 UN 编号：1971 包装标志：易燃气体 包装类别：II 类包装 包装方法：钢质气瓶 运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉，高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢。防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材，装运该物品的车辆热电厂气管必须配备阻火电厂装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。</p>

3.2 物质危险性及危险工艺辨识

1、剧毒化学品

根据《危险化学品目录》（2015年版，2022年十部委修订）的规定，本项目不涉及剧毒化学品。

2、高毒物品

根据《高毒物品目录》（卫法监发[2003]142号）判定，本项目不涉及高毒物品。

3、易制毒化学品辨识

根据《易制毒化学品管理条例》（2018年国务院703号修改）等的规定，本项目不涉及易制毒化学品。

4、易制爆危险化学品辨识

根据《易制爆危险化学品名录》（2017年版）的规定，本项目不涉及易制爆危险化学品。

5、监控化学品辨识

根据《监控化学品管理条例》（国务院令第190号）的规定，本项目中不涉及监控化学品。

6、重点监管的危险化学品辨识

根据《国家安全监管总局关于公布第二批重点监管的危险化学品名录的通知》、《国家安全监管总局办公厅关于印发首批重点监管的危险化学品安全措施和应急处置原则的通知》的规定，天然气属于重点监管的危险化学品。

7、特别管控的危险化学品辨识

根据《特别管控危险化学品目录(第一版)》（应急管理部、工业和信息化部、公安部、交通运输部2020年第3号公告），天然气为特别管控的危险化学品。

8、危险化工工艺

根据《关于公布首批重点监管的危险化工工艺目录的通知》、《关于公布第二批重点监管危险化工工艺目录和调整首批重点监管危险化工工艺中部分典型工艺的通知》，本项目不涉及危险化工工艺。

3.3 重大危险源辨识

《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）规定：危险化学品重大危险源可分为生产单元危险化学品重大危险源和储存单元危险化学品重大危险源。生产单元：是指危险化学品生产、加工及使用的装置及设施之间有切断阀时，以切断阀作为分隔界限划分为独立的单元。储存单元：是指用于储存危险化学品的储罐或仓库组成的相对独立的区域，储存区以罐区防火堤为界限划分为独立的单元，仓库以独立的库房（独立建筑物）为界限划分为独立的单元。

《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）规定：若单元内存在的危险物质为多品种时，则按下式计算，若满足下面公式，则定为重大危险源。生产单元、储存单元内存在的危险化学品为多品种时，则按下式计算，若满足下面公式，则为重大危险源：

$$\text{公式： } S = q_1/Q_1 + q_2/Q_2 + \dots + q_n/Q_n \geq 1$$

式中： q_1, q_2, \dots, q_n ——每种危险物质实际存在量，t。

Q_1, Q_2, \dots, Q_n ——与各危险物质相对应的生产场所或储存区的临界量，t。

1、重大危险源辨识物质范畴

表 3-3 涉及的危险化学品重大危险源辨识范畴内的物质表

序号	介质名称	目录序号	CAS 号	危险危害	是否属辨识物
1	天然气	2123	8006-14-2	易燃气体	是

根据危险化学品《危险化学品重大危险源辨识》GB18218-2018 进行重大危险源辨识，该站中列入重大危险源的物质有天然气。

2、临界量

依据该站提供的工艺及设备情况，该站涉及重大危险源辨识的物质临界量如下表。

表 3-4 按 GB18218-2018 表 1 列出的物质表

序号	顺序号	介质名称	CAS 号	临界量 (t)
1	49	天然气	8006-14-2	50

3、重大危险源辨识

辨识单元划分为生产单元和储存单元，其中罩棚为生产单元，LNG 橇装设备为储存单元。根据总平面布置图，罩棚下拟设 8 把汽油加油枪、8 把柴油加油枪以及 2 把加气枪。LNG 橇装设备内 LNG 储罐储存最大量为 60m³，液化天然气密度取 0.45t/m³，折算质量单位约为 27 吨。

表 3-5 LNG 橇装设备单元危险化学品重大危险源辨识表

序号	名称	危险性分类	特殊状态	临界量 (t)	存在量 (t)	qn/Qn
1	天然气	表1 (49)	/	50	27	0.54
辨识结果						0.54<1

表 3-6 罩棚单元危险化学品重大危险源辨识表

序号	名称	危险性分类	特殊状态	临界量 (t)	存在量 (t)	qn/Qn
1	汽油	表1 (66)	/	200	0.36	0.0018
2	柴油	表2易燃液体W5.4	/	5000	0.68	0.000136
3	天然气	表1 (49)	/	50	0.7	0.014
辨识结果						0.015936<1

从上述重大危险源辨识过程得知：评价范围内该站加气部分未构成危险化学品重大危险源。

3.4 爆炸危险区域划分

根据《汽车加油加气加氢站技术标准》，评价范围内爆炸危险区域的分布范围与等级见表 3-6：

表3-7 爆炸危险区域划分图

区域名称	图例	危险区域范围
LNG 加气机		LNG 加气机的内部空间划分为 1 区；距；LNG 加气机的外壁四周 4.5m，自地面高度为 5.5m 的范围内空间应划分为 2 区
LNG 储罐		距 LNG 储罐的外壁和顶部 3.0m 的范围内划分为 2 区；
LNG 卸车点		以密闭式注送口为中心、半径为 1.5m 的空间，划分为 1 区；以密闭式注送口为中心、半径为 4.5m 的空间以及至地坪以上的范围内，划分为 2 区
LNG 泵、阀门、法兰等		距设备或装置的外壁 4.5m，高出顶部 7.5m，地坪以上的范围内，应划分为 2 区

3.5 主要危险因素分析

危险是指可能造成人员伤害、职业病、财产损失、作业环境破坏的根源或状态。危害是指特定危险事件发生的可能性与后果的结合。危害因素是指能对人造成伤亡或对物造成突发性损坏的因素，强调突发性和瞬间作用。从其产生的各类及形式看，主要有火灾、爆炸、电气事故以及中毒等。

有害因素是指能影响人的身体健康，导致疾病，或对物造成慢性损坏的因素，强调在一定范围内的积累作用。主要有生产性粉尘、毒物、噪声与振动、辐射、高温、低温等。

按导致事故的直接原因进行分析，根据《生产过程危险和有害因素分类与代码》（GB/T13861-2022）的规定，本项目存在以下四类危险、有害因素。

一、人的因素

1、心理、生理性危险、有害因素

本项目中职工可能存在年龄、体质、受教育程度、操作熟练程度、心理承受能力、对事物的反应速度、休息好坏等差异。在生产过程中，存在过度疲劳、健康异常、心理异常（如情绪异常、过度紧张等）或有职业禁忌症，反应迟钝等，从而不能及时判断处理故障发生事故或引发事故。

2、行为性危险、有害因素

行为性危险、有害因素主要表现为操作错误（如误操作、违章操作）或监护错误（如作业人员脱离岗位等）。

由于加油加气站是一个开放的经营场所，来往车辆多，车辆带来的是流动的外来人员，常有不明白安全要求的人员进入该站，并有点火吸烟、在加气区打手机、车辆进站不熄火等行为出现，这些人员的行为性危险有害因素需要该站工作人员的安全引导和及时地制止。该站的行为性危险、有害因素多表现在外来人员中。

同时内部员工对于岗位操作、安全要求不熟悉，不能有效的事故征兆或处置方法错误，人员违章操作、不会使用应急器材或灭火器等，也易引发事故。

二、物的因素

1、物理性危险和有害因素

(1) 设备、设施缺陷

本项目中存在储罐、泵、加气机等设备、设施，如因设备基础、本体腐蚀、强度不够、安装质量低、管道密封不良、运动件损坏等可能引发各类事故。

(2) 电气危害

本项目中使用电气设备、设施，可能发生带电部位裸露、漏电、雷电、静电、电火花等电危害。

(3) 运动物危害

本项目中的机泵在工作时可能发生机械伤人，另外，高处未固定好的物体或检修工具、器落下、飞出等。运输车辆可能因各种原因发生撞击设备或人员等。

(4) 明火

包括检修动火，违章吸烟，电气火花及汽车排气管尾气带火等。

(5) 标志缺陷

本项目标志缺陷主要可能在于未设置警示标志或标志不规范等，项目加油与加气设置在同一座加油加气岛上，往来车辆较多、加气车辆加气时间较加油长，如没有完善的安全警示标志、引导标志等，可能会造成车辆混乱，引发事故。

2、化学性危险、有害因素

(1) 易燃易爆性物质

本项目中 LNG 为易燃液体、液化气体，爆炸极限 5.3%~15%，一旦泄

漏，易造成事故。

（2）有毒物质

本项目中天然气基本无毒，长期低浓度接触这些物质对人体造成的不良影响较小。但天然气具有窒息性，如短时间大量吸入或泄漏，可能会造成人员窒息。

三、环境因素

本项目作业环境不良主要包括高温高湿环境、雷雨天气、夜间作业采光照不良、作业场所地面不平整及台风等自然灾害。

本项目中其他危险、有害因素主要表现为周边环境、公用辅助设施的保证等。

四、管理因素

本项目管理缺陷主要为安全教育培训、职业健康管理不完善，包括安全教育培训、人员持证、职业健康体检及其档案管理等不完善。

项目加油与加气设置在同一座加油加气岛上，往来车辆较多、加气车辆加气时间较加油长，如人员对加油加气车辆引导不当等，可能会造成车辆混乱，引发事故。

3.6 工艺过程中的危险辨识

由于能量的积聚和有害物质的存在是危险、有害因素产生的根源，系统具有的能量越大，存在的有害物质的数量越多，系统的潜在危险性和危害性也越大。能量和有害物质的失控是危险，有害因素产生的条件，失控主要体现在设备故障，人为失误，管理缺陷，环境因素四个方面。

通过对该企业提供的有关资料的分析，结合现场调研和类比企业装置现场

调查、了解的资料分析，按照《企业职工伤亡事故分类》GB6441-1986 的规定，对本项目存在危险因素归纳汇总。

3.6.1 火灾、爆炸

天然气为可燃气体，甲类火灾危险性，爆炸极限为5%~15%(V/V)，最小点火能量仅为0.28mJ，燃烧速度快，燃烧热值高(平均热值为33440kJ/m³)，对空气的比重为0.55，扩散系数为0.196，极易燃烧、爆炸，并且扩散能力强，火势蔓延迅速，一旦发生火灾难以施救。

站内工艺过程天然气处于液化状态，工艺设备容易造成泄漏，气体外泄可能发生地点很多，如卸车点、储罐、泵、管道焊缝、阀门、加气机等，都有可能存在发生泄漏。

1、易燃、易爆性

天然气与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。

现场如未采用适合LNG性质的低温合金钢管道、管件、阀门，发生泄漏后遇点火源发生火灾爆炸。

LNG储罐压力、液位及可燃气体报警等设施失效，监测不及时导致LNG发生泄漏而未及时报警，遇点火源发生火灾爆炸。

加气站设备未合理安装安全阀及止回阀，火星进入管道从而引发火灾爆炸。

储罐真空阀密封性不好或者未定期更换，从而导致罐体泄漏引发火灾爆炸。

加气站使用的压力管道、压力容器等，在生产使用过程中存在有因超

温、超压、超期服役和维护管理不善而发生物理爆炸的危险。其后果可造成人员伤亡或财产损失。

储罐漏热会导致LNG储罐中的介质分层。LNG在储存过程中可能出现分层而引起翻滚，致使LNG大量汽化，导致储罐压力迅速升高而超过设计压力，如不能及时放散泄压，储罐可能发生物理爆炸。

放散系统中的安全阀若失效，无法通过放散管释放系统中的气体，而导致压力升高，将发生物理爆炸。

设备装置的制造、安装质量不合格发生裂缝而产生泄漏。

设备在运行中由于物理、化学因素而引起的损坏，如腐蚀穿孔、超压、超温引起的形变、裂纹甚至是开裂、爆炸。

管道、阀门连接处垫子在运行出现的密封失效等发生泄漏。

检修质量不合格而引起的不安全状态。

安全与自控装置失效，如放散管、安全阀、防爆膜及压力、温度、自控、检测、联锁等的失效。

空压机如发生故障，仪表气不足，发生异常情况阀门无法动作或动作不到位，可能引发事故。

管道因长期使用，管壁腐蚀而产生穿孔、破裂。

LNG低温管道应力损坏而发生泄漏。

卸车过程、加气机管道连接不牢或未设置拉断阀而发生泄漏。

当加气管道被拉脱或加气车辆意外失控而撞毁加气机时会造成天然气大量泄漏。

加气站系统高压运行容易发生超压（如压力测量仪表损坏、有误导致

超压），系统压力超过了其能够承受的许用压力，最终超过设备及配件的强度极限而爆炸或局部炸裂造成天然气大量泄漏。

当LNG大量泄漏遇到水情况下，水与LNG间的接触面激烈地蒸发，其蒸发速率达到 $0.18/(\text{m}^2\cdot\text{s})$ ，使得其接触面压力迅速升高发生冷爆炸。

当液化天然气突然降压时，储罐中的液体处在相对过热状态，如果过热度比较大，会造成过热液体的猛烈蒸发，引起蒸气爆炸。

如对不合格的汽车气瓶进行加液，或超压充装，可能发生产气瓶爆炸事故。

遇上打雷、闪电等天气时，若依然进行LNG卸车作业，易引发火灾爆炸。

LNG卸车过程，如卸车管道连接处未密封紧或管道发生破裂，将造成槽车内及管道内LNG大量泄漏。

LNG卸车过程，如发生槽车溜车或受外来车辆撞击，可能拉断卸车管道、卸车过程未设置拉断阀或防止装卸用管拉脱的联锁保护装置等导致LNG大量泄漏。

2、易积聚静电荷性

天然气本身是绝缘体，但它流经管路，进入容器中都有产生静电的特性。静电积聚到一定电位就会发生放电，产生火花，易引起火灾、爆炸事故。

LNG在系统内流动时，如未设置防静电措施或防静电措施失效，易造成火灾爆炸事故。

LNG卸车时，静电夹没有钳紧，连接装置与接地体没有构成良好的导电通路，产生静电积聚后易引发火灾爆炸。

3、点火源

(1)设备、管道、加气枪发生故障，出现磨擦、撞击等而产生火花。

- (2)电气绝缘失效，接触不良，过载、超压、短路引起电火花。
- (3)燃爆场合的防爆电气失效或接入非防爆电气等。
- (4)静电，包括液体、气体流动产生的静电和人体静电；导除静电不良，发生静电放电。
- (5)防雷系统失效，出现雷电火花。
- (6)电缆、导线、其他电器设备接触不良发热升温；电缆、导线和其他电器设备过载、过流发热升温。
- (7)驶入站区的加气车辆未熄火，排气管出口有可能产生火花。
- (8)其他可能产生火花的工具、设备，如手机、无绳电话、对讲机等流散能源。

4、人为因素

该站为加油加气合建站，车辆流动性较复杂，受外部点火源的威胁较大。

- (1)操作人员的违章作业，检修人员的违章行为。
- (2)由于安装检修人员责任心不强或技术素质低等因素而引起的安装检修质量不符合安全要求。
- (3)违章用火动火，如检修用的电焊、气焊、砂轮打磨、敲击、焚烧、清除杂物等。
- (4)违章带入火源，如吸烟、点打火机、火柴等。
- (5)违章使用电动工具，违规拉接临时电线等。
- (6)违章操作，用铁制工具敲打铁器设备等而产生火花。
- (7)由于违章作业或操作错误导致的失控，致使温度异常，热能过量外泄。
- (8)车辆未熄火，尾气带火花。

(9) 其他人员的不安全行为或违章行为。

3.6.2 中毒和窒息

天然气性质与纯甲烷相似，属于“单纯窒息性”气体，当天然气泄漏至空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。高浓度时若不及时脱离，因缺氧而引起窒息。

3.6.3 电气伤害

电气伤害主要包括触电和电弧灼伤。

项目中有用电设备，人体接触低压电源会造成触电伤害，雷击也可能产生类似的后果。如果设备开关本体缺陷、设备保护接地失效或操作失误，个人思想麻痹，防护缺陷，非专业人员违章检修等，易发生人员触电事故。而电气布线及用电设备容易产生绝缘性能降低，甚至外壳带电，特别在多雨、潮湿、高温季节可能造成人身触电事故。

电弧灼伤主要表现在违章操作、绝缘损坏或人为造成短路，引发电弧可能造成电灼伤事故。检修时的电焊作业亦会引起电弧灼伤事故。

3.6.4 车辆伤害

车辆伤害指机动车辆在行驶中引起的人体坠落和物体倒塌、飞落、挤压伤亡事故。场内汽车来往频繁，有可能因道路缺陷、安全标志不明或缺失、车辆故障、车辆违章行驶、驾驶员思想麻痹、加气员引导失当等原因，引发车辆伤害事故。

3.6.5 物体打击

物体在外力或重力作用下，打击人体会造成人身伤害事故。在检修、巡视检查时被高处未被固定的浮物因被碰或风吹等坠落、高处作业时工具抛

掷或高处物体件未固定牢固而坠落、设施倒塌、爆炸碎片抛掷、飞溅而遭到伤害。

3.6.6 机械伤害

在操作、检查、维修设备时不注意被夹击、碰撞等；衣物等被绞入转动设备；旋转、往复、滑动物撞击人体等原因，造成人员受伤。

3.6.7 低温冻伤

由于 LNG 的低温特性，泄漏后的初始阶段会吸收地面和周围空气中的热量，迅速气化。但到一定的时间后，地面被冻结，周围的空气温度在无对流的情况下也会迅速下降，此时气化速度减慢，甚至会发生部分液体来不及气化而被防护堤拦蓄。LNG 泄漏后的冷蒸气云或者来不及气化的液体都会对人体产生低温冻伤等危害。

加液、卸车时，操作人员如未穿戴防护服、面罩和手套，如发生泄漏将对人体产生冻伤。

3.6.8 坍塌

建筑在设计中如果构件荷载设计不够，结构方案布置不合理、构件之间连接不可靠等问题，一旦发生火灾、爆炸或其他灾害，高温造成构件损坏，极易造成建筑整体坍塌。

建筑在施工中水泥、钢筋、石灰等材料质量不符合标准，建筑承重梁、柱等构件保护层厚度不达标，致使建筑局部或整体安全性差，发生火灾后，建筑可发生坍塌事故。

建筑在爆炸、地震、撞击等外力作用下，对建筑结构造成破坏，使建筑发生坍塌。

罩棚、立柱如强度不足，或者设计时未考虑风载荷、雪载荷等因素，在安装光伏发电系统组建后承重能力不足导致坍塌，或光伏发电系统发生火灾，罩棚、立柱耐火时间不足，发生变形断裂等造成坍塌事故。

该站涉及罩棚、站房等建构筑物，如果安装质量不符合要求，或在设计时强度不够，可能会发生坍塌事故。

3.6.9 高处坠落

按照国家标准《高处作业分级》规定：凡在坠落高度基准面 2m 以上（含 2m）的可能坠落的高处所进行的作业，都称为高处作业。在施工现场高空作业中，人从高处坠落事故称为高处坠落事故。

该站在运营阶段如检修照明灯、罩棚维修、防雷设施维护等作业属于高处作业，可能因无防护措施，防护不好或作业不当等原因发生高处坠落事故。

3.6.10 容器爆炸

现场如未采用适合LNG性质的低温合金钢管道、管件、阀门，易造成LNG泄漏，甚至发生容器爆炸。

LNG储罐压力、液位及可燃气体报警等设施失效，监测不及时导致异常情况下无法及时报警，发生容器爆炸。

加气站设备未合理安装安全阀，发生超压时易发生容器爆炸。

加气站使用的压力管道、压力容器等，在生产使用过程中存在有因超温、超压、超期服役和维护管理不善而发生物理爆炸的危险。其后果可造成人员伤亡或财产损失。

储罐漏热会导致LNG储罐中的介质分层。LNG在储存过程中可能出现分层而引起翻滚，致使LNG大量汽化，导致储罐压力迅速升高而超过设计

压力，如不能及时放散泄压，储罐可能发生物理爆炸。

放散系统中的安全阀若失效，无法通过放散管释放系统中的气体，而导致压力升高，将发生物理爆炸。

设备装置的制造、安装质量不合格发生裂缝而发生物理爆炸。

设备在运行中由于物理、化学因素而引起的损坏，如腐蚀穿孔、超压、超温引起的形变、裂纹甚至是开裂、爆炸。

管道、阀门连接处垫子在运行出现的密封失效等发生泄漏。

安全与自控装置失效，如放散管、安全阀、防爆膜及压力、温度、自控、检测、联锁等的失效。

空压机如发生故障，仪表气不足，发生异常情况阀门无法动作或动作不到位，可能引发事故。

LNG低温管道应力损坏而发生爆炸。

加气站系统高压运行容易发生超压（如压力测量仪表损坏、有误差导致超压），系统压力超过了其能够承受的许用压力，最终超过设备及配件的强度极限而爆炸或局部炸裂。

当液化天然气突然降压时，储罐中的液体处在相对过热状态，如果过热度比较大，会造成过热液体的猛烈蒸发，引起蒸气爆炸。

如对不合格的汽车气瓶进行加液，或超压充装，可能发生气瓶爆炸事故。

3.6.11 其他

在运行、检修过程中可能存在因环境不良、地面物质堆积、操作空间过于狭窄，或操作人员注意力不集中、工具不称手、防护措施不当等原因造成的滑跌、绊倒、碰撞等，造成人员伤害。

LNG 泄漏后的冷蒸气云、来不及气化的液体或喷溅的液体，会使所接触的一些材料变脆、易碎，或者产生冷收缩，材料脆性断裂和冷收缩，会对加气站设备如储罐、潜液泵、加气机、加气车辆造成危害，特别是 LNG 储罐泄漏时可能引起外筒脆裂或变形，导致保冷性能降低失效，从而引起内筒液体膨胀造成更大事故。

3.7 有毒、有害因素分析

3.7.1 有害物质

本项目经营、储存的天然气毒性较小，但天然气为窒息性气体，在正常的运行过程中可能存在微量的泄漏，长期低浓度接触这些物质对人体造成的不良影响较小。但如果发生大量泄漏，可能造成人员窒息。

3.7.2 噪声危害

生产性噪声一般分为两类，一类是机械运转、机件、物体撞击、摩擦产生的机械噪声，另一类则是由于气体运动引起的空气动力噪声。

加气站经营中的噪声主要来自于大型车辆的启动、运行的噪声以及加气站泵、空压机产生的空气动力噪声和机械噪声。

此外机械运转部件发生故障也会产生较大的机械噪声。

3.7.3 扬尘危害

该站的扬尘一般来自于道路上大型车辆的行驶造成的扬尘。

3.7.4 高温与热辐射

夏季露天设备检修、员工在外露天作业等，其高温和热辐射主要来源是太阳辐射。夏季露天作业时还受地表和周围物体二次辐射源的附加热作用。露天作业中的热辐射强度作用的持续时间较长，且头颅常受到阳光直接照射，加之中午前后气温升高，此时如劳动强度过大，则人体极易因过

度蓄热而中暑。此外，夏天作业时，因建筑物遮挡了气流，常因无风而感到闷热不适，如不采取防暑措施，也易发生中暑。

3.8 环境、自然危害因素分析

项目在经营、检修过程中可能存在因环境不良、地面物质堆积、操作空间过于狭窄，或操作人员注意力不集中、工具不称手、防护措施不当等原因造成的滑跌、绊倒、碰撞等，造成人员伤害。

1) 地震是一种能产生巨大破坏作用的自然现象，对建筑物破坏作用明显，威胁设备、人员的安全。

2) 弋阳县气候属中亚热带湿润气候大区江南气候区，四季分明：春季雨水多，日照少；夏季酷热，多雷雨；秋季秋高气爽，少雨多日照；冬季寒冷，间有冰冻霜雪。突然的大规模降水可能导致排水不畅，暴雨及洪水可能威胁该站的安全，雷击可能会导致火灾等事故。

3) 寒冷的冬季可能由于冰冻的出现，大面积的冰冻会导致该站的用水水管破裂，同时导致地面打滑，引发车辆伤人事故。

4) 高温项目所在地位于江西省东北部，夏季气温较高，极端最高气温达 41.4℃左右，夏季炎热及运行过程产生的热辐射可造成作业环境高温，以而导致作业人员易疲劳，甚至脱水中暑、休克等。

3.9 典型事故案例

1. 上海浦三路加油加气站爆炸事故

2007 年 11 月 24 日 7 时 51 分，上海浦三路加油加气站在停业检修时发生液化石油气储罐爆炸事故，造成 4 人死亡，30 人受伤，周边 180 户民房和 12 家商铺门窗受损，70 余部车辆破坏。

一、基本情况

浦三路加油加气站 1996 年由上海泛华能源发展股份有限公司兴建，2004 年华东销售公司租赁，赁期为 20 年。该站共有 10 立方米液化石油气储罐 3 个、20 立方米汽油储罐 2 个、15 立方米柴油储罐 1 个，以上 7 个储罐均为埋地罐。2005 年该站取得燃气供应许可证，有效期至 2007 年 4 月，至事故发生时尚未重新办理危化品经营许可证。

二、事故经过该站因管线和阀门腐蚀，多次发生气相出口管线泄漏和紧急切断阀失灵，10 月 12 日进行停业检修，停业当日，上海分公司浦东销售中心委托上海太平洋燃气有限公司用 10 瓶氮气分别将 1 号和 2 号储罐内的剩余液化石油气物料压到槽车内，至储罐液位表到零位后结束，但没有对液化石油气储罐进行置换。

10 月 16 日，上海分公司浦东销售中心与施工单位上海太平洋燃气有限公司项目经理胡某签订了《工程施工承包合同》，但实际作业是由没有压力管道施工资质的上海威喜建筑安装工程有限公司进行的，该工程已被太平洋燃气有限公司转包。

10 月 30 日，浦三路油气加注站站长对 4 名施工人员进行安全教育。

11 月 8 日，施工人员进入现场开始检修作业，主要任务是除锈、刷漆。11 月 14 日，浦东销售中心增

加了更换系统管线的工程内容，11 月 22 日管道更换完毕。11 月 23 日 15 时，施工单位严重违反管道试压规定，擅自用压缩空气对新更换管道进行气密性压力试验，管道系统气密性试验压力为 1.76MPa。在没有用盲板将试压管道与埋地液化石油气储罐隔开空气压缩机阀门和气相平衡管阀门处于全开的情况下，19 时用空气压缩机将试压管道连同埋地液化石油气储罐一起加压至 1.2MPa，保压至 24 日早晨。

11月24日7时10分,3名施工作业人员开始作业,对液化石油气储罐继续升压。7时40分,工违章进行液化石油气管道防静电装置焊接作业,7时51分,当将第3只单头螺栓焊至液化石油气管道气相总管、空压机加压至1.36MPa时,2号液化石油气储罐发生爆炸,罐体冲出地面,严重损坏,其余两个埋地液化石油气储罐受爆炸冲击,向左右偏转,造成液化石油气罐区全部破坏,爆炸形成的冲击波将混凝土盖板碎块最远抛出420米。

三、事故分析

(一)直接原因

经调查认定,此次爆炸为化学爆炸,引发爆炸的直接原因是,在进行管道气密性试验时,没有将管道与埋地液化石油气储罐用盲板隔断,液化石油气储罐用氮气压完物料后没有置换,导致液化石油气储罐与管道系统一并进行气密性试验,罐内剩余的液化石油气与压缩空气混合,形成爆炸性混合气体,因现场同时进行电焊动火作业,电焊火花引发试压系统发生化学爆炸,导致事故发生。

(二)管理原因

1、检维修项目管理和监控不利。浦东销售中心在确定了检修项目由上海市燃气系统业绩最佳的专业公司施工后,以包代管。施工准备期间,没有审核施工单位所作的工程设计和施工方案是否可行,没有向施工单位进行详细的技术交底,没有开展风险识别并提出具体的安全要求。10月12日,施工单位对液化石油气储罐进行氮气退料后,没有确认或要求施工单位确认液化石油气储罐是否彻底排空。11月21日,当施工单位将空压机运抵现场时,没有过问其用途并提出应该使用氮气进行气密性试验的要求,退料后和气密性试验之前没有确认与储罐连通阀门的开启状态,没有对施工单位提出加堵盲板的要求

2、施工现场监管人员能力不足。上海销售分公司浦东销售中心经理助理赵某、工程部管理人员朱某、浦三路油气加注站站站长王某分别为本次检修作业的总负责人、项目负责人和现场管理人。这3名同志原来都不是从事燃气工程管理的专业人员，而且到本岗位时间短，没有加气站检修现场施工管理的经验，不懂得加气站检修过程中关于罐内物料退料、隔离以及气密性试验所用介质的选用等关键环节的规定和要求，不具备对施工作业实施风险管理和过程控制的业务能力，施工期间从未提出或检查过作业中关键环节的安全问题，造成了施工作业中的危害因素没有在监管环节中得到有效的控制和消减。

3、管理部门监管责任不落实。施工准备期间，虽然施工单位制定了《HSE(过程)作业计划书》和《施工组织设计》，甲方批准了施工单位的《开工报告》，但上海销售分公司浦东销售中心的工程管理部门和安全主管部门对项目的管理仅停留在方案审批阶段，没有真正落实部门对项目的监管责任。工程管理部门没有按照“谁主管、谁负责”的原则，对检修项目进行有效的跟踪检查和现场指导，安全部门也没有针对外来施工人员作业的特殊性，对施工作业实施现场监督检查，导致施工现场甲乙双方存在的管理问题没有得到及时纠正。

4、检维修项目管理制度执行不严。华东销售公司虽然制定了《工程建设项目管理规定》、《工程建设相关支持队伍资质入围审查办法》、《工程建设项目作业计划书》等11项管理制度和标准，但制度执行环节中还存在差距。按照华东销售公司工程建设项目管理规定的要求，投资50万元以上的项目由华东销售公司审批，投资50万元以下的项目由省级公司审批，浦三路油气加注站维修项目预算为23.2万元，按规定应由上海分公司审批并办理有关手续，但是该项目的《工程施工承包合同》、《工程服务安全生产合同》都是浦东销售中心与施工单位签订的，上海分公司不清楚项目具体内容，不清楚具体施工

单位，也不清楚检修工作的安全重点，上海销售分公司没有严格执行项目分级管理的规定的的问题。

5、安全工作基础管理水平有待进一步提高。一是安全生产责任制不落实，华东销售公司没有真正按照“谁主管、谁负责”的原则对检维修项目实施安全管理，没有建立检维修施工管理的风险评估机制，工程项目按投资额进行分级管理，客观上削弱了各级监管部门对投资少、危险大的项目安全管理工作的重视程度。二是主管部门安全管理职责不明确，监管责任不落实，没有把握住检维修项目安全管理的重点，对项目合同的管理，制度执行、施工组织与实施等方面存在的一系列问题不能够及时发现和改正。三是安全监督的职能没有得到充分的发挥，安全教育的针对性和实效性不强，没有针对施工作业中的危险点源、管理制度和注意事项，对外来施工人员进行重点教育。四是相关涉及燃气业务的管理制度不完善，整体缺乏燃气业务管理知识和监控能力。

四、事故责任定性

本次事故是由施工单位违章操作引发的施工方责任事故。但暴露出上海销售分公司在施工和检修作业上存在着管理能力不足，监控力度不够，存在严重的以包代管”，对事故发生负有不可推卸的管理责任;华东销售公司对检修项目监管不利，对事故发生负有不可推卸的领导责任。

3.10 危险和有害因素分析总结

通过上述危险、有害因素的分析以及案例分析，项目的主要危险和有害因素列表见表 3-7。

表 3-7 主要危险和有害因素

序号	危险危害因素	造成后果	所在部位
1	火灾、爆炸	人员伤亡、财产损失	加气机、LNG 橇装设备区
2	触电	人员伤亡	加气机、LNG 橇装设备区、 配电设施、空压机等

3	车辆伤害	人员伤亡或设备损坏	加气机、LNG 橇装设备区
4	机械伤害	人员伤亡或设备损坏	机械传动设备
5	物体打击	人员伤害或引起二次事故	经营、维修场所
6	中毒和窒息	人员伤亡	加气机、LNG 橇装设备区
7	高处坠落	人员伤亡、财产损失	站房、罩棚、光伏发电系统
8	环境、自然因素	人员伤亡、财产损失	经营作业场所
9	坍塌	人员伤亡、财产损失	罩棚、LNG 橇装设备区、 站房

4、评价方法简介及评价单元的确定

4.1 评价方法简介

4.1.1 预先危险性分析评价（PHA）

4.1.1.1 评价方法简介

预先危险性分析（PHA）又称初步危险分析，主要用于对危险物质和装置的主要工艺区域等进行分析，用于分析物料、装置、工艺过程及能量失控时可能出现的危险性类别、条件及可能造成的后果，作宏观的概略分析，其目的是辨识系统中存在的潜在危险，确定其危险等级，防止危险发展成事故。

其功能主要有：

- 1、大体识别与系统有关的主要危险；
- 2、鉴别产生危险的原因；
- 3、估计事故发生对人体及系统产生的影响；
- 4、判定已识别的危险等级，并提出消除或控制危险性的措施。

4.1.1.2 分析步骤

预先危险性分步骤为：

- 1、通过经验判断、技术诊断或其他方法调查确定危险源；
- 2、根据过去的经验教训及同类行业中发生的事故情况，判断能够造成系统故障、物质损失和人员伤害的危险性，分析事故的可能类型。
- 3、对确定的危险源，制定预先危险性分析表；
- 4、进行危险性分级；
- 5、制定对策措施。

4.1.1.3 预先危险性等级划分：

在分析系统危险性时，为了衡量危险性大小及其对系统破坏性的影响程度，将各类危险性划分为 4 个等级。等级表见表 4-1。

表 4-1 危险等级划分表

级别	危险程度	可能导致的后果
I	安全的	不会造成人员伤亡及系统损坏
II	临界的	处于事故的边缘状态,暂时还不致于造成人员伤亡、系统损坏或降低系统性能,但应予以排除或采取控制措施
III	危险的	会造成人员伤亡及系统损坏,要立即采取防范对策措施
IV	灾难性的	造成人员重大伤亡及系统严重破坏的灾难性事故,必须予以果断排除并进行重点防范

4.1.2 危险度评价

危险度评价法是根据日本劳动省“六阶段法”的定量评价表,结合我国有关标准和规程编制“危险度评价取值表”,在表中单元危险度由物质、容量、温度、压力和操作 5 个项目共同确定。其危险度分别按 A=10 分, B=5 分, C=2 分, D=0 分赋值计分,由累计分值确定单元危险度。危险度评价取值表见表 4-2。

表 4-2 危险度评价取值表

分 值 项 目	A (10 分)	B (5 分)	C (2 分)	D (0 分)
物质	甲类可燃气体; 甲 _A 类物质及液态 烃类; 甲类固体; 极度有害介质	乙类气体; 甲 _B 、乙 _A 类可燃液体; 乙类固体; ; 高度有害介质	乙 _B 、丙 _A 、丙 _B 类可 燃液体; 丙类固体; 中、轻度有害介质	不属 A、B、C 项 之物质
容量	气体 1000m ³ 以上 液体 100 m ³ 以上	气体 500~1000 m ³ 液体 50~100 m ³	气体 100~500 m ³ 液体 10~50 m ³	气体 < 100 m ³ 液体 < 10 m ³
温度	1000℃ 以上使用, 其操作温度在燃 点以上	1000℃ 以上使用, 但操 作温度在燃点以下; 在 250~1000℃ 使用, 其 操作温度在燃点以上	在 250~1000℃ 使用, 但 操作温度在燃点以下; 在低于在 250℃ 使用, 其 操作温度在燃点以上	在低于在 250℃ 使 用, 其操作温度在 燃点以下
压力	100MPa	20~100 MPa	1~20 MPa	1 Mpa 以下
操作	临界放热和特别 剧烈的反应操作 在爆炸极限范围 内或其附近操作	中等放热反应; 系统进入空气或不纯物 质, 可能发生危险的操作; 使用粉状或雾状物质, 有可能发生粉尘爆炸 的操作 单批次操作	轻微放热反应; 在精制过程中伴有化 学反应; 单批次操作, 但开始使 用机械进行程序操作; 有一定危险的操作	无危险的操作

危险度分级见表 4-3。

表 4-3 危险度分级表

总分值	≥16 分	11~15 分	≤10 分
等级	I	II	III
危险程度	高度危险	中度危险	低度危险

4.1.3 安全检查表法

安全检查表分析法（Safety Checklist Analysis）简称为 SCLA，是将一系列分析项目列出检查表进行检查、分析，以确定系统的状态，这些项目可包括设备、设施、工艺、操作、管理等各个方面。安全检查表分析法既可以用于简单的快速分析，也可以用于深层次的细致地分析，是识别已知危险的较为有效的分析方法之一。该方法主要是符合性检查。

安全检查表编制依据：

- 1、国家、行业有关标准、法规和规定
- 2、同类企业有关安全管理经验
- 3、以往事故案例
- 4、企业提供的有关资料

4.2 评价单元的确定

4.2.1 评价单元划分原则

评价单元是装置的一个独立的组成部分。一是指布置上的相对独立性，即与装置的其它部分之间有一定的安全距离。二是指工艺上的不同性，即一个单元在一般情况下是一种工艺，通过将装置划分为不同类型的单元，可对其不同危险特性分别进行评价，根据评价结果，有针对性地采取不同的安全对策措施，从而在确保安全的前提下节省投资。

4.2.2 确定本建设项目评价单元

本预评价根据委托方提供的有关技术资料，按照各工序的不同危险性，总体上划分为以下几个单元，见表 4-8。

表 4-8 评价单元划分及评价方法一览表

序号	评价单元	采用的评价方法
1	选址单元	安全检查表
2	总平面布置单元	安全检查表
3	工艺装置单元	预先危险性分析
4	供配电设施单元	预先危险性分析
5	LNG 橇装设备区单元	危险度分析

5、危险性分析评价

5.1 预先危险性分析评价（PHA）

本建设项目利用预先危险性分析评价方法对系统普遍存在的危险、有害因素进行分析评价：。

预先危险性评价分析表见表 5-1~表 5-4。

表 5-1 加气部分子单元预先危险性分析表

潜在事故	火灾、爆炸
作业场所	撬装设备；加气机
危险因素	LNG、容器、管道、设备损坏等
触发事件	1、在储存经营过程中发生天然气泄漏，与空气混合可达到爆炸范围，遇电气火花、雷击、静电、违章动火、用火等点火源可引发火灾、爆炸事故。 2、项目使用的输送管道装置如管道材料选用不当，或管道受摩擦磨损强度下降，操作控制不好造成管道、阀门的失效，发生火灾爆炸。 3、未安装安全阀、压力表等安全附件或附件失效，远传仪表故障或未定期检测导致上传系统数据失真。 4、涉及 LNG 的区域存在高温或明火，管道或设备内的 LNG 汽化，造成泄漏引发火灾爆炸事故。 5、项目储罐、管道、法兰等未设置防雷防静电设施或失效，可能引发火灾爆炸事故。 6、突然的停电导致 LNG 的喷出或溢出，或者管道中可能发生空气的倒灌，使燃爆物质混合，遇到火花导致火灾爆炸。 7、撞击或人为损坏造成储罐孔口接头处破坏、法兰、管道泄漏，发生意外事故。 8、由自然灾害（如雷击、台风、地震）造成设备爆裂，引发火灾。 9、容器、设备制造质量缺陷、维护管理不周；未按有关规定及操作规程操作；未按有关规定及操作规程进行现场检修动火、用火，引发火灾； 10、空压机故障、储罐自控系统、可燃气体检测器和泄漏检测设备失效。 11、卸车软管、加气管未设置拉断阀 12、卸车、加气过程中车辆未熄火，LNG 泄漏引发火灾爆炸事故。 13、卸车或加气过程中车辆未拉手刹，或连接软管断裂，引发事故。 14、爆炸危险区域内采用不防爆的电气设备或人员穿戴易产生静电或火花的衣物。 15、人员违章作业。
发生条件	1、天然气泄漏聚集，达到爆炸临界极限； 2、存在点火源和燃烧物质
原因事件	明火 ①火星飞溅；②违章动火、用火；③外来人员带入火种； ④物质过热引发；⑤点火吸烟；⑥他处火灾蔓延；⑦其它火源。 火花 ①金属撞击（带钉皮鞋、工具碰撞等）；②电气火花； ③线路老化，引燃绝缘层；④短路电弧；⑤静电；⑥雷击； ⑦机动车辆排烟；⑧打磨产生火花等。 3.其他意外情况
事故后果	人员伤亡、设备损坏，造成严重经济损失。
危险等级	III
防范措施	1、控制与消除火源 ①加强管理，严格执行动火证制度，加强防范措施； ②易燃易爆场所一律使用防爆电气设备；

	<p>③按标准装置避雷设施，并定期检查；</p> <p>④严格执行防静电措施。</p> <p>⑤通过通风可以有效防止天然气积聚，净风天气注意保持间隔作业。</p> <p>2、严格控制设备及其安装质量</p> <p>①严格要求并控制储罐设备、管道、泵、阀的材质和制作、安装质量，设置防爆装置；设备、管线制造和安装单位必须由有资质的单位承担；</p> <p>②工程监理部门切实管理；</p> <p>③加气机、储罐、安全阀、压力表、可燃气体检测器、管道及其仪表等要定期检验、检测；</p> <p>④对设备、管线、泵、阀、报警器监测仪表定期检、保、修；</p> <p>⑤设备及电气按规范和标准安装，静电接地系统严格检验使其在安全工作范围，设备和电气设施定期检修，保证完好状态。</p> <p>3、加强管理、严格经营</p> <p>①定时、经常检查储罐、管道、加气机、管道之间的法兰接头、阀门以及其他管道部件的气密性和完好程度，发现问题立即修复，检修时注意做好静电防护；</p> <p>②作业场所设置醒目的安全警示标志；</p> <p>③注意监控并及时制止外来人员违章行为，如吸烟、点打火机；在爆炸区域内严禁打手机、无线电话、对讲机，杜绝外来火源进入危险区，</p> <p>④检修时严守作业规程，做好隔离、清洗置换、通风，动火等作业必须严格进行审批和监护；</p> <p>⑤制定卸车、加气、储存等的安全操作规程，加强员工培训、教育、考核工作，经常性检查有否违章、违纪现象；</p> <p>⑥安全设施（包括消防设施、报警装置、监测装置、安全附件、防雷接地等）保持齐全完好。</p>
二	
潜在事故	容器爆炸
作业场所	橇装设备；加气机
危险因素	LNG、容器、管道、设备损坏等
触发事件	<p>1、项目使用的输送管道装置如管道材料选用不当，或管道受摩擦磨损强度下降，操作控制不好造成管道、阀门的失效，发生火灾爆炸。</p> <p>2、未安装安全阀、压力表等安全附件或附件失效，远传仪表故障或未定期检测导致上传系统数据失真。</p> <p>3、涉及 LNG 的区域存在高温或明火，管道或设备内的 LNG 汽化，储罐、管道超压破裂。</p> <p>4、储罐、管道防腐措施不到位，设备被缓慢腐蚀出现沙孔等。</p> <p>5、加气过程中车辆气罐不符合要求，过量充装等；或加气人员无证上岗。</p> <p>6、由自然灾害（如雷击、台风、地震）造成设备爆裂。</p> <p>7、容器、设备制造质量缺陷、维护管理不周；未按有关规定及操作规程操作；</p> <p>8、空压机故障、储罐自控系统、可燃气体检测器和泄漏检测设备失效。</p> <p>9、储罐、管道保温设施失效或损坏。</p> <p>10、人员违章作业。</p>
发生条件	LNG 储罐、管道等超压；
原因事件	储罐超温超压、设备设施存在缺陷
事故后果	人员伤亡、设备损坏，造成严重经济损失。
危险等级	III
防范措施	<p>1、严格控制设备及其安装质量</p> <p>①严格要求并控制储罐设备、管道、泵、阀的材质和制作、安装质量；设备、管线制造和安装单位必须由有资质的单位承担；</p> <p>②工程监理部门切实管理；</p> <p>③加气机、储罐、安全阀、压力表、可燃气体检测器、管道及其仪表等要定期检验、检测；</p> <p>④对设备、管线、泵、阀、报警器监测仪表定期检、保、修；</p> <p>⑤设备及电气按规范和标准安装，静电接地系统严格检验使其在安全工作范围，设备</p>

	和电气设施定期检修，保证完好状态。 2、 加强管理、严格经营 ①定期检查储罐、管道、加气机、管道之间的法兰接头、阀门以及其他管道部件的气密性和完好程度，发现问题立即修复； ②作业场所设置醒目的安全警示标志； ③检修时严守作业规程，做好隔离、清洗置换、通风，动火等作业必须严格进行审批和监护； ④制定卸车、加气、储存等的安全操作规程，加强员工培训、教育、考核工作，经常性检查有否违章、违纪现象； ⑤安全设施（包括消防设施、报警装置、监测装置、安全附件、防雷接地等）保持齐全完好。
三	
潜在事故	触电
作业场所	带电设备
危险因素	漏电、绝缘损坏、安全距离不够、雷击
触发事件	1、电气设备、临时电源漏电； 2、安全距离不够（室内线路、变配电设备、用电设备及检修的安全距离）； 3、绝缘损坏、老化； 4、保护接地、接零不当； 5、手持电动工具类别选择不当，疏于管理； 6、防护用品和工具缺少或质量缺陷、使用不当； 7、雷击。
发生条件	1、人体接触带电体； 2、安全距离不够，引起电击穿； 3、通过人体的电流时间超过 50mA/s； 4、设备外壳带电
原因事件	1、手及人体其它部位、随身金属物品触及带电体，或因空气潮湿，安全距离不够，造成电击穿； 2、电气设备漏电、绝缘损坏，如泵电机保护措施失效，外壳漏电、接线端子裸露等； 3、电气设备金属外壳接地不良； 4、电工违章作业或非电工违章操作； 6、雷电（直接雷、感应雷、雷电侵入波）。
事故后果	人员伤亡、引发二次事故
危险等级	III
防范措施	1、电气绝缘等级要与使用电压、环境、运行条件相符，并定期检查、检测、维护、维修，保持完好状态； 2、采用遮拦、护罩等防护措施，防止人体接触带电体； 3、室内线路、加气机用电线路按照规范地埋，达到规范安全要求； 4、严格按标准要求对电气设备做好保护接地、重复接地或保护接零； 5、施工、维修电焊作业时注意电焊机绝缘完好、接线不裸露，电焊机定期检测保证漏电在允许范围，电焊作业者穿戴防护用品，注意夏季防触电，有监护和应急措施； 6、建立、健全并严格执行电气安全规章制度和电气操作规程；按制度对强电线路加强管理、巡查、检修。 7、坚持对员工的电气安全操作和急救方法的培训、教育； 8、对防雷措施进行定期检查、检测，保持完好、可靠状态；
四	
潜在事故	车辆伤害
作业场所	站内道路
危险因素	车辆撞人，车辆撞设备、管线
触发事件	1、车辆带故障行驶（如刹车不灵、鸣笛喇叭失效、刮雨器失效等）； 2、车速过快； 3、道旁管线、管架桥无防撞设施和标志； 4、路面不好（如路面有陷坑、障碍物、冰雪等）；

	5、超载驾驶；
发生条件	车辆撞击人体、设备、管线等
原因事件	1、进入站内的驾驶员工作精力不集中、行驶违章、酒后驾车、疲劳驾驶； 2、驾驶员情绪不好或情绪激动时驾车； 3、作业人员引导车辆不力。
事故后果	人员伤亡，撞坏管线等造成二次事故
危险等级	III
防范措施	1、增设交通标志（特别是限速行驶标志）； 2、保持进出站内的道路畅通，保持路面状态良好； 3、加强对进站加气车辆的引导，发现驾驶员违章立即提醒纠正； 4、闲杂人员和闲杂车辆不允许进入站内。
五	
潜在事故	机械伤害
作业场所	设备的传动、转动部位
危险因素	绞、碾、碰、戳、卷缠，伤及人体
触发事件	1、检查、维修设备时，不注意而被碰、割、戳； 2、衣物或擦洗设备时棉纱或手套等被绞入转动设备； 3、旋转部件、管线、加气枪滑动，导致物体撞击伤人； 4、设备检修时未断电和设立警示标志，误启动造成机械伤害； 5、突出的机械设备设施部分、工具设备边缘毛刺或锋利处碰伤。
发生条件	人体碰到转动、移动等运动物体，碰上尖锐物体
原因事件	1、设备机械安全防护装置缺失或有缺陷； 2、机械设备的保险、信号装置有缺陷； 3、员工工作时注意力不集中； 3、劳动防护用品未正确穿戴； 4、违章作业
事故后果	人体伤害
危险等级	II
防范措施	1、加气机设备设置的防护罩不允许随意打开； 2、工作时注意力要集中，要注意观察； 3、正确穿戴好劳动防护用品； 4、作业过程中严格遵守操作规程； 5、机器设备要定期检查、检修，保证其完好状态。
六	
潜在事故	物体打击
作业场所	加气区域、公用工程设备场所
危险因素	物体坠落或飞出
触发事件	1、高处有未被固定的物体被碰撞或风吹等坠落； 2、工具、器具等上下抛掷； 3、罩棚灯具固定不牢，罩棚顶有浮物，遇到强风使物体倾斜坠落； 4、发生意外爆炸事故，碎片抛掷、飞散； 5、检修时检修工具未握牢脱手或作业场所空间不足，碰撞到其它物体造成工具飞出等。
发生条件	坠落物体击中人体
事故后果	人员伤亡或引发二次事故
危险等级	II
防范措施	1、高处的物件必须固定牢靠； 2、维修时严禁抛接检修工具、螺栓等物件； 3、设立警示标志，加强对员工的安全意识教育，杜绝“三违”；
七	
潜在事故	中毒、窒息
作业场所	橇装设备区、加气区
危险因素	天然气泄漏；罐内作业、检维修时天然气泄漏。

触发事件	1、天然气泄漏并积聚； 2、储罐内作业时存在未通风置换、通风不良、未检测天然气浓度，与有害物质连通的管道未进行有效的隔绝等违章作业； 3、在容器内作业时缺氧。
发生条件	1、天然气泄漏； 2、天然气被吸入体内； 3、缺氧。
原因事件	1、天然气局部浓度超标； 2、通风不良； 3、缺乏天然气的危险、有害特性及其应急预防方法的知识； 4、应急不当； 5、未戴防护用品； 6、在缺氧、窒息场所作业时无人监护。 7、受限空间作业
事故后果	人员伤亡
危险等级	II
防范措施	1、加强检查、检测 LNG 有否跑、冒、滴、漏； 2、教育、培训职工掌握有关天然气的特性，预防中毒、窒息的方法及其急救法； 3、制定安全技术规程及作业安全规程； 4、定期检修、维护保养，保持设备完好；检修储罐时，应与其他设备或管道隔断，彻底清洗干净，并检测含氧量到（18~22%），合格后方可作业；作业时，穿戴劳动防护用品，有人监护并有抢救后备措施； 5、要求职工严格遵守各种规章制度、操作规程、作业规程； 6、配备相应的防护器材、急救药品； 7、制定应急预案，抢救时勿忘正确使用防毒面具及其它防护用品。
八	
潜在事故	冻伤
作业场所	橇装设备区、加气区
危险因素	LNG 泄漏
触发事件	1、卸车、储存、加气等过程 LNG 泄漏接触人体； 2、人员未佩戴劳动防护用品；
发生条件	1、LNG 泄漏； 2、人体接触 LNG；
原因事件	1、卸车、加气过程中，车辆未拉手刹，车辆移动拉断设备导致 LNG 泄漏； 2、卸车软管、加气管未设置拉断阀； 3、储罐过程中外部车辆撞击橇装设备或加气机，导致 LNG 泄漏； 4、应急不当； 5、未戴防护用品； 6、卸车或加气过程中，车辆连接管道连接不牢，脱落。
事故后果	人员伤亡
危险等级	II
防范措施	1、人员持证上岗； 2、教育、培训职工掌握有关 LNG 的特性，预防中毒、窒息的方法及其急救法； 3、制定安全技术规程及作业安全规程，定期进行安全培训； 4、加强卸车、储存、加气等过程中的安全检查和反三违工作； 5、要求职工严格遵守各种规章制度、操作规程、作业规程，定期对设备设施进行检查； 6、配备相应的防护器材、急救药品； 7、制定应急预案，抢救时勿忘正确使用防毒面具及其它防护用品。

表 5-2 供配电设施单元预先危险性分析表。

主要危险源位置	配电箱、变压器
事故、故障类型	火灾 触电
危险等级	II
触发条件	1、明火，过负荷，散热不良造成热量积聚导致火灾； 2、配电箱电气裸露部位未采取防护措施、电线、电缆裸露漏电，人员在作业时接触到漏电部位，造成触电； 3、配电箱及控制开关未标明所控制的设备，人员误拉闸引起电弧造成触电； 4、电工作业时未断电或带电作业时未使用防护用品，非电工作业人员擅自进行电气作业； 5、保护接地、工作接地不好或失效，设备发生损坏未能及时发现，致使常规设备或操作处带电； 6、检修时未断电和挂警示标志，其它人误起动。
防范措施	1、设备检修时进行断电并挂上警示标志，实行 2 人作业制度； 2、电气控制柜上标明所控制设备的名称和工艺编号，电动机设备采用工作接地、保护接地和中位点连接等； 3、作业人员严守工作岗位，加强巡视； 4、作业人员配备绝缘棒、绝缘靴、垫和验电器等防护器材，电气作业人员配备绝缘鞋等。

5.2 危险度评价

本评价单元为 LNG 橇装设备单元：

LNG 橇装设备主要危险物质为 LNG，属甲类可燃物质，故物质取 10 分；

LNG 储罐罐容为 60m³，故容量取 5 分；

LNG 储罐在低温储存，其操作温度在燃点以下，故温度取 0 分；

使用压力为 0.8~1.0MPa，故压力取 2 分；

操作属于有一定危险的操作，故操作取 2 分；

综上所述，LNG 储罐得分为 19 分，为 I 级，属高度危险。

项目的储罐属于高度危险程度范围，由于该站设紧急切断系统，采用密封操作、液位报警等措施，危险有害程度能控制在可接受的范围。

6、建设项目选址及生产、储存设施安全性评价

6.1 选址单元

第六加油加气合建站地处江西省上饶市弋阳县圭峰汤家山 320 国道南侧，东北侧为 G320 国道，东南侧为架空通讯线（杆高 8m）和架空电力线（杆高 8m，有绝缘层），东北、西南两侧均为民房。该项目周围 50m 内无重要公共建筑物。

检查表依据《汽车加油加气加氢站技术标准》GB50156-2021 等相关标准进行检查。

表 6-1 选址检查表

序号	检查内容	标准条款	检查记录	评价结论
1.	汽车加油加气加氢站的站址选择应符合有关规划、环境保护和防火安全的要求，并应选在交通便利、用户使用方便的地点	《汽车加油加气加氢站技术标准》 4.0.1	符合城乡规划、环境保护和防火安全的要求，设在交通便利的地方。	符合要求
2.	在城市中心区不应建一级汽车加油加气加氢站、CNG 加气母站。	《汽车加油加气加氢站技术标准》 4.0.2	建成后为一级加油加气合建站，不在城市中心区	符合要求
3.	城市建成区内的汽车加油加气加氢站宜靠近城市道路，但不宜选在城市干道的交叉路口附近。	《汽车加油加气加氢站技术标准》 4.0.3	不在干道的交叉路口附近	符合要求
4.	LNG 加气站、各类合建站中的 LNG 工艺设备与站外建（构）筑物的安全间距，不应小于表 4.0.7 的规定	《汽车加油加气加氢站技术标准》 4.0.7	满足	符合要求
5.	架空电力线路不应跨越汽车加油加气加氢站的作业区。架空通信线路不应跨越加气站、加氢合建站中加氢设施的作业区	《汽车加油加气加氢站技术标准》 4.0.12	无架空电力线路及架空通信线跨越作业区	符合要求
6.	与汽车加油加气加氢站无关的可燃介质管道不应穿越汽车加油加气加氢站用地范围	《汽车加油加气加氢站技术标准》 4.0.13	用地范围内无与站内无关的可燃介质管道	符合要求

表 6-2 LNG 设备与站外建（构）筑物的安全间距（m）（该站建成后属于一级加气合建站，本次采用一级站标准对 LNG 设施与站外建构筑物的间距进行检查）

站外建（构）筑物		LNG 储罐	检查情况	结论
		一级站		
重要公共建筑物		80	/	/
明火地点或散发火花地点		35	/	/
民用建筑物 保护类别	一类保护物	35	/	/
	二类保护物	25	/	/
	三类保护物	18	37	合格
甲、乙类物品生产厂房、库房和甲、乙类液体储罐		35	/	/
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	/	/
室外变配电站		40	/	/
铁路、地上城市轨道交通线路		80	/	/
城市快速路、主干道和高速公路、一级公路、二级公路		12	38.7	合格
城市次干路、支路和三级公路、四级公路		10	/	/
架空通信线路		1.0H	10	合格
架空电力线路	无绝缘层	1.5H	/	/
	有绝缘层	1.5H	12.6	合格
外建（构）筑物		架空管管口		检查情况
重要公共建筑物		50	/	/
明火地点或散发火花地点		25	/	/
民用建筑物 保护类别	一类保护物	25	/	/
	二类保护物	16	/	/
	三类保护物	14	44.3	合格
甲、乙类物品生产厂房、库房和甲、乙类液体储罐		25	/	/
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		20	/	/
室外变配电站		30	/	/
铁路、地上城市轨道交通线路		50	/	/
城市快速路、主干道和高速公路、一级公路、二级公路		8	46.1	合格
城市次干路、支路和三级公路、四级公路		6	/	/
架空通信线路		0.75H	14	合格
架空电力线路	无绝缘层	1.0H	/	/
	有绝缘层	0.75H	16.5	合格
站外建（构）筑物		LNG 加气机		检查情况
				结论

重要公共建筑物		50	/	/
明火地点或散发火花地点		25	/	/
民用建筑物 保护类别	一类保护物	25	/	/
	二类保护物	16	/	/
	三类保护物	14	49.9	合格
甲、乙类物品生产厂房、库房和甲、乙类液体储罐		25	/	/
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		20	/	/
室外变配电站		30	/	/
铁路、地上城市轨道交通线路		50	/	/
城市快速路、主干道和高速公路、一级公路、二级公路		8	22.6	合格
城市次干路、支路和三级公路、四级公路		6	/	/
架空通信线路		0.75H	27.1	合格
架空电力线路	无绝缘层	1.0H	/	/
	有绝缘层	0.75H	29.6	合格
站外建（构）筑物		LNG 卸车点	检查情况	结论
重要公共建筑物		50	/	/
明火地点或散发火花地点		25	/	/
民用建筑物 保护类别	一类保护物	25	/	/
	二类保护物	16	/	/
	三类保护物	14	36.7	合格
甲、乙类物品生产厂房、库房和甲、乙类液体储罐		25	/	/
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		20	/	/
室外变配电站		30	/	/
铁路、地上城市轨道交通线路		50	/	/
城市快速路、主干道和高速公路、一级公路、二级公路		8	34.5	合格
城市次干路、支路和三级公路、四级公路		6	/	/
架空通信线路		0.75H	24.8	合格
架空电力线路	无绝缘层	1.0H	/	/
	有绝缘层	0.75H	27.4	合格

注：以上检查表内符号“/”代表为周边环境无此项建构筑物或设施。

由以上检查表检查结果可以看出，项目周边距离符合有关标准的规定。

因此，建设项目与站外建筑相互之间存在的影影响较小。

6.2 总平面布置单元

该检查表依据《汽车加油加气加氢站技术标准》GB50156-2021中相关条款对总平面布置进行检查。

表 6-4 总平面布置检查表

序号	检查内容	标准条款	检查记录	评价结论
1.	车辆入口和出口应分开设置	《汽车加油加气加氢站技术标准》5.0.1	分开设置	符合要求
2.	站区内停车位和道路应符合下列规定： 1 站内车道或停车位宽度应按车辆类型确定。CNG加气母站内单车道或单车停车位宽度不应小于4.5m，双车道或双车停车位宽度不应小于9m；其他类型汽车加油加气加氢站的车道或停车位，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宽度不应小于6m。 2 站内的道路转弯半径应按行驶车型确定，且不宜小于9m。 3 站内停车位应为平坡，道路坡度不应大于8%，且宜坡向站外。 4 作业区内的停车场和道路路面不应采用沥青路面	《汽车加油加气加氢站技术标准》5.0.2	站内设双车道，宽度13m，站内道路转弯半径不小于9m，站内停车位为平坡，道路坡度不大于8%，坡向站外；路面不采用沥青路面	符合要求
3.	加油加气加氢站作业区内，不得有“明火地点”或“散发火花地点”	《汽车加油加气加氢站技术标准》5.0.5	作业区内无“明火地点”或“散发火花地点”	符合要求
4.	加油加气加氢站的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	《汽车加油加气加氢站技术标准》5.0.8	配电间和变压器布置在作业区外	符合要求
5.	站房不应布置在爆炸危险区域。站房部分位于作业区内时，建筑面积应符合本标准第14.2.10条的规定	《汽车加油加气加氢站技术标准》5.0.9	站房未布置在爆炸危险区域、作业区内	符合要求
6.	当汽车加油加气加氢站内设置非油品业务建筑物或设施时，不应布置在作业区内，与站内可燃液体或可燃气体设备的防火间距，应符合本标准第4.0.4条~第4.0.8条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”	《汽车加油加气加氢站技术标准》5.0.10	充电装置未布置在作业区内，间距满足要求	符合要求
7.	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线	《汽车加油加气加氢站技术标准》5.0.11	未超出站区围墙和可用地界线	符合要求
8.	加油加气站站内设施的防火间距不应小于表5.0.13-1和表5.0.13-2的规定	《汽车加油加气加氢站技术标准》5.0.13	满足要求	符合要求
9.	汽车加油加气加氢站的工艺设备与站外建（构）筑物之间，宜设置不燃烧体实体围墙，围墙高度相对于站内和站外地坪均不宜低于2.2m。当汽车加油加气加氢站的工艺设备与站外建（构）筑物之间的距离大于本标准表4.0.4~表4.0.8中安全间距的1.5倍，且大于25m时，可设置非实体围墙。面向车辆入口和出口道路的一侧可设非实体围墙或不设围墙。与站区限毗邻的一、二级耐火等级的站外建（构）筑物，其面向加油加气加氢站侧无门、窗、孔洞的外墙，可视为站区实体围墙的一部分，但站内工艺设备与其的安全距离应符合本标准表4.0.4~表4.0.8的相关规定	《汽车加油加气加氢站技术标准》5.0.12	设置不燃烧体实体围墙，面向车辆出入口一侧不设围墙	符合要求

10.	在城市中心区内，各类LNG加气站及加油加气合建站，应采用地下LNG储罐或半地下LNG储罐	《汽车加油加气加氢站技术标准》6.1.1	该站所在地区不属于城市中心区	符合要求
11.	加气机不得设置在室内	《汽车加油加气加氢站技术标准》9.3.1	未设置在室内	符合要求
12.	作业区内的站房及其他附属建筑物的耐火等级不应低于二级。罩棚顶棚可采用无防火保护的钢结构	《汽车加油加气加氢站技术标准》14.2.1	二级	符合要求
13.	汽车加油加气加氢场地宜设罩棚，罩棚的设计应符合下列规定： 1 罩棚应采用不燃烧材料建造； 2 进站口无限高措施时，罩棚的净空高度不应小于4.5m；进站口有限高措施时，罩棚的净空高度不应小于限高高度； 3 罩棚遮盖加油机、加气机的平面投影距离不宜小于2m； 4 罩棚的安全等级和可靠度设计应按现行国家标准《建筑结构可靠度设计统一标准》GB50068的有关规定执行； 5 罩棚设计应计及活荷载、雪荷载、风荷载，其设计标准值应符合现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB50009的有关规定； 6 罩棚的抗震设计应按现行国家标准《建筑抗震设计规范》GB50011的有关规定执行； 7 设置于CNG设备、LNG设备和氢气设备上方的罩棚应采用避免天然气和氢气积聚的结构形式； 8 罩棚柱应有防止车辆碰撞的技术措施	《汽车加油加气加氢站技术标准》14.2.2	罩棚采用不燃烧体材料建造，高度5.5m，罩棚遮盖加气机的平面投影距离不小于2m，罩棚立柱设置在加油岛上，设有防撞措施，罩棚按相应规范设计	符合要求
14.	加油岛、加气岛、加氢岛的设计应符合下列规定： 1 加油岛、加气岛、加氢岛应高出停车位的地坪0.15m~0.20m； 2 加油岛、加气岛、加氢岛两端的宽度不应小于1.2m； 3 加油岛、加气岛、加氢岛上的罩棚立柱边缘距岛端部不应小于0.6m； 4 靠近岛端部的加油机、加气机、加氢机等岛上的工艺设备应有防止车辆误碰撞的措施和警示标识。采用钢管防撞柱（栏）时，其钢管的直径不应小于100mm，高度不应小于0.5m，并应设置牢固	《汽车加油加气加氢站技术标准》14.2.3	加油加气岛高出地面0.2m，宽度不小于1.2m，罩棚立柱边缘距岛端部不小于0.6m，设有防撞措施	符合要求
15.	汽车加油加气加氢站内的工艺设备不宜布置在封闭的房间或箱体内；工艺设备需要布置在封闭的房间或箱体内时，房间或箱体内应设置可燃气体检测报警器和强制通风设备，并应符合本标准第14.1.4条的规定	《汽车加油加气加氢站技术标准》14.2.7	工艺设备未设置在封闭的房间或箱体内	符合要求
16.	站房可由办公室、值班室、营业室、控制室、变配电间、卫生间和便利店等组成，站房内可设非明火餐厨设备	《汽车加油加气加氢站技术标准》14.2.9	站房有值班室、便利店、财务室、配电间等组成，设非明火餐厨设备	符合要求
17.	加油站、LPG加气站、LNG加气站和L-CNG加气站内不应建地下和半地下室，消防水池应具有通风条件	《汽车加油加气加氢站技术标准》14.2.15	未建地下和半地下室	符合要求

表 6-5 站内设施之间的防火距离 (m)

	设施名称	相邻设施	标准要求 (m)	拟定间距 (m)
43.	汽油罐	LNG 储罐	10	33
44.	柴油罐	LNG 储罐	8	22.8
45.	汽油通气管	LNG 储罐	8	37.7
46.	柴油通气管	LNG 储罐	8	41.2
47.	密闭卸油点	LNG 储罐	8	44
48.	加油机	LNG 储罐	6	23.1
49.	汽油罐	LNG 放空管	6	34.5
50.	柴油罐	LNG 放空管	6	25.2
51.	汽油通气管	LNG 放空管	6	38.5
52.	柴油通气管	LNG 放空管	6	44.1
53.	密闭卸油点	LNG 放空管	6	48.9
54.	加油机	LNG 放空管	6	24.7
55.	汽油罐	LNG 卸车点	6	31.3
56.	柴油罐	LNG 卸车点	6	20.9
57.	汽油通气管	LNG 卸车点	8	37.2
58.	柴油通气管	LNG 卸车点	6	39
59.	密闭卸油点	LNG 卸车点	6	40.2
60.	加油机	LNG 卸车点	6	22.3
61.	汽油罐	LNG 加气机	4	13.2
62.	柴油罐	LNG 加气机	4	3.6
63.	汽油通气管	LNG 加气机	8	18.6
64.	柴油通气管	LNG 加气机	6	17.5
65.	密闭卸油点	LNG 加气机	6	18
66.	加油机	LNG 加气机	2	2.7
67.	LNG 储罐	围墙	4	6
68.	LNG 放空管	围墙	3	9.7
69.	LNG 卸车点	围墙	2	9.7
70.	LNG 储罐	LNG 卸车点	2	4
71.	LNG 储罐	LNG 加气机	2	18.2
72.	LNG 储罐	站房	6	16
73.	LNG 放空管	LNG 卸车点	3	11
74.	LNG 放空管	站房	8	16
75.	LNG 加气机	站房	6	7.7
76.	LNG 卸车点	站房	6	17.7
77.	LNG 储罐	配电间	40.5	6
78.	LNG 放空管	配电间	40.3	7.5
79.	LNG 加气机	配电间	25	7.5
80.	LNG 卸车点	配电间	42.2	7.5
81.	LNG 储罐	充电区	48.2	18
82.	LNG 放空管	充电区	47.8	14
83.	LNG 加气机	充电区	30.3	14
84.	LNG 卸车点	充电区	48.5	14

由总平面布置检查表和站内设施之间的防火间距检查表检查结果可以看出，项目站内总平面布置、站内设施之间的防火间距符合《汽车加油加气加氢站技术标准》GB50156-2021 等的规定。

6.3 经营、储存装置的安全性评价

该项目罐区、设备、管道、电气设施等设置防雷接地、防静电系统。

项目拟由具有相应设计、制造和安装资质的单位负责安全设施的设计、制造、施工，因此企业在按照国家相应要求进行撬装设备、加气机、管线等设备选型和安装、检测调试的情况下，项目的经营、储存装置能够形成符合安全生产的支持条件。

6.4 公用工程安全性评价

该站电源主要有站内光伏发电设施发电和外接电源。外接电源拟从当地 10KV 外接电源引至位于站区南侧的箱式变压器，然后再埋地引入站房西南侧的配电间，通过埋地填沙电缆沟敷设到用电设备。

加气部分设备电源引自站房配电间，用电负荷为三级，主要用电设备功率为 60kW。站内数据采集系统、监控系统及自控系统设 UPS 电源。应急时间 ≥ 120 分钟。

该站生活用水拟用市政自来水供给；

该项目罩棚、撬装设备拟设二类防雷，站房拟设三类防雷。

该站拟设视频监控系统、可燃气体检测报警系统、自控系统等，信号引入站房内相应系统中。

因此，该项目公用工程能够满足相关要求。

7、安全对策措施建议

根据项目安全的定性、定量分析和综合性评价，依据相关法律、法规和技术标准，提出以下消除或降低相关危险、有害因素的危险、有害程度、降低事故发生频率及事故规模的具有针对性的可操作性的对策措施建议，以提高建设项目在实施过程中的本质安全度，满足安全生产的要求。

7.1 LNG 装置安全对策措施

(1) LNG 储罐的建造应符合下列规定：1、储罐的建造应符合《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG21、现行国家标准《压力容器》GB150.1~GB150.4 和《固定式真空绝热深冷压力容器》GB/T18442.1~GB/T18442.7 的有关规定；2、储罐内筒的设计温度不应高于 -196°C ，设计压力应满足 GB50156-2021 9.1.1 的要求；3、内罐与外罐之间应设绝热层，绝热层应与 LNG 和天然气相适应，并应为不燃材料。外罐外部着火时，绝热层的绝热性能不应明显降低。

(2) 箱式 LNG 橇装设备的设置应符合下列规定：1、LNG 橇装设备的主箱体内侧应设拦蓄池，拦蓄池内的有效容量不应小于 LNG 储罐的容量，且拦蓄池侧板的高度不应小于 1.2m，LNG 储罐外壁至拦蓄池侧板的净距不应小于 0.3m；2、拦蓄池的底板和侧板应采用耐低温不锈钢材料，并应保证拦蓄池的强度和刚度能满足容纳泄漏的 LNG 的需要；3、LNG 橇装设备主箱体应能容纳橇体上的储罐、潜液泵池、加注系统、管路系统、计量与防爆控制系统等设备，主箱体侧板高出拦蓄池侧板以上的部位和箱顶应设置百叶窗，百叶窗应能有效防止雨水淋入箱体内部；4、LNG 橇装设备的主箱体应采取通风措施，并应符合本标准第 14.1.4 条的规定；5、箱体材料应为金属材料，不得采用可燃材料。

(3) 储罐基础的耐火极限不应低于 3.00h。

(4) LNG 储罐阀门的设置应符合下列规定：1、储罐应设置全启封闭式安全阀，且不应少于 2 个，其中 1 个应为备用，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；2、安全阀与储罐之间应设切断阀，切断阀在正常操作时应处于铅封开启状态；3、与 LNG 储罐连接的 LNG 管道应设置可远程操作的紧急切断阀；4、LNG 储罐液相管道根部阀门与储罐的连接应采用焊接，阀体材质应与管子材质相适应。

(5) LNG 储罐的仪表设置应符合下列规定：1、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；2、LNG 储罐最高液位以上部位应设置压力表；3、在内罐与外罐之间应设置检测环形空间绝对压力的仪器或检测接口；4、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。

(6) LNG 潜液泵罐的管路系统和附属设备的设置应符合下列规定：1、LNG 储罐的底部（外壁）与潜液泵罐的顶部（外壁）的高差，应满足 LNG 潜液泵的性能要求；2、潜液泵罐的回气管道宜与 LNG 储罐的气相管道接通，且不应有袋形；3、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；4、在泵的出口管道上应设置全启封闭式安全阀和紧急切断阀，泵出口宜设置止回阀。

(7) 气化器的设置应符合下列规定：1、气化器的选用应符合当地冬季气温条件下的使用要求；2、气化器的设计压力不应小于最大工作压力的 1.2 倍；3、高压气化器出口气体温度不应低于 5℃；4、高压气化器出口应设置温度和压力检测仪表，并应与柱塞泵联锁，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。

(8) 连接槽车的卸车管道上应设置切断阀和止回阀，气相管道上应设置切断阀。

(9) LNG 卸车软管应采用奥氏体不锈钢波纹软管,其公称压力不得小于装卸系统工作压力的 2 倍,其最小爆破压力不应小于公称压力的 4 倍。

(10) LNG 加气机应符合下列规定: 1、加气系统的充装压力不应大于汽车车载瓶的最大工作压力; 2、气机计量误差不宜大于 1.5%; 3、加气机加气软管应设安全拉断阀,安全拉断阀的脱离拉力宜为 400N~600N; 4、加气机配置的软管应符合本标准第 9.2.2 条的规定,软管的长度不应大于 6m。

(11) 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。

(12) LNG 管道和低温气相管道的设计应符合下列规定: 1、管道系统的设计压力不应小于最大工作压力的 1.2 倍,且不应小于所连接设备或容器的设计压力与静压头之和; 2、管道的设计温度不应高于 -196°C ; 3、管道和管件材质应采用耐低温不锈钢,管道应符合现行国家标准《液化天然气用不锈钢无缝钢管》GB/T38810 的有关规定,管件应符合现行国家标准《钢制对焊管件 类型与参数》GB/T12459 的有关规定。

(13) 阀门的选用应符合现行国家标准《低温阀门 技术条件》GB/T24925 的有关规定。紧急切断阀的选用应符合现行国家标准《低温介质用紧急切断阀》GB/T24918 的有关规定。

(14) 远程控制的阀门均应具有手动操作功能。

(15) 低温管道所采用的绝热保冷材料应为防潮性能良好的不燃材料或外层为不燃材料、里层为难燃材料的复合绝热保冷材料。低温管道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》GB50264 的有关规定。

(16) 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空管。

(17) LNG 设备和管道的天然气放空应符合下列规定：1、加气站内应设集中放空管，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；2、放空管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；3、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℃。

(18) 加油加气加氢站工艺设备应配置灭火器材，并应符合下列规定：
1 每 2 台加气（氢）机应配置不少于 2 具 5kg 手提式干粉灭火器，加气（氢）机不足 2 台应按 2 台配置；2 地上 LNG 储罐，应配置 2 台不小于 35kg 推车式干粉灭火器，当两种介质储罐之间的距离超过 15m 时，应分别配置；3 LNG 泵，应按建筑面积每 50 m²配置不少于 2 具 5kg 手提式干粉灭火器；4 应配置灭火毯 5 块、沙子 2m³；5 其余建筑的灭火器配置，应符合现行国家标准《建筑灭火器配置设计规范》GB50140 的有关规定。

(19) 罩棚、营业室等处均应设应急照明，连续供电时间不应少于 90min。

(20) 当站内设柴油发电机时，柴油发电机的排烟管口应安装阻火器。排烟管口至各爆炸危险区域边界的水平距离，应符合下列规定：1 排烟口高出地面 4.5m 以下时，不应小于 5m；2 排烟口高出地面 4.5m 及以上时，不应小于 3m。

(21) 汽车加油加气加氢站的电缆宜采用直埋或电缆穿管敷设。电缆穿越行车道部分应穿钢管保护。

(22) 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 LNG 敷设在同一沟内。

(23) 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》GB50058 的有关规定，设备设施的防爆等级不应低于 II AT1 级。

- (24) LNG 储罐必须进行防雷接地，接地点不应少于两处。
- (25) 汽车加油加气加氢站的防雷接地、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，接地电阻不应大于 $4\ \Omega$ 。
- (26) 地上或管沟敷设的 LNG 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 $30\ \Omega$ 。
- (27) LNG 罐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。
- (28) 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。
- (29) 防静电接地装置的接地电阻不应大于 $100\ \Omega$ 。
- (30) LNG 罐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。
- (31) LNG 储罐应设置液位上限、下限报警装置和压力上限报警装置。
- (32) 报警器宜集中设置在控制室或值班室内。
- (33) 报警系统应配有不间断电源，供电时间不宜少于 60min。
- (34) 可燃气体检测器和报警器的选用和安装应符合现行国家标准《石油化工可燃气体和有毒气体检测报警设计标准》GB/T50493 的有关规定。
- (35) LNG 泵应设超温、超压自动停泵保护装置。
- (36) 汽车加油加气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。
- (37) 紧急切断系统应至少在下列位置设置紧急切断开关：1、在汽车加油加气加氢站现场工作人员容易接近且较为安全的位置；2、在控制室、值班室内或站房收银台等有人员值守的位置。
- (38) 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。

(39) 紧急切断系统应只能手动复位。

(40) 可燃介质管道焊缝外观应成型良好，与母材圆滑过渡，宽度宜为每侧盖过坡口 2mm，焊接接头表面质量应符合下列规定：1、不得有裂纹、未熔合、夹渣、飞溅、气孔存在；2、LNG 管道焊缝不得有咬边，其他管道焊缝咬肉深度不应大于 0.5mm，连续咬肉长度不应大于 100mm，且焊缝两侧咬肉总长不应大于焊缝全长的 10%；3、焊缝表面不得低于管道表面。管道壁厚小于或等于 6mm 时，焊缝余高不应大于 1.5mm；管道壁厚大于 6mm 时，焊缝余高不应大于 2mm。

(41) LNG 管道系统安装完成后应进行压力试验，并应符合下列规定：1、钢制管道系统的压力试验应以洁净水进行，试验压力应为设计压力的 1.5 倍。奥氏体不锈钢管道以水作试验介质时，水中的氯离子含量不得超过 50mg/L。2、LNG 管道系统宜采用气压试验。当采用液压试验时，应有将试验液体完全排出管道系统并进行干燥处理的措施。3、管道系统采用气压试验时，应有经施工单位技术总负责人批准的安全措施，试验压力应为设计压力的 1.15 倍。4、压力试验的环境温度不得低于 5℃。

(42) 可燃介质管道系统应以设计压力进行严密性试验，试验介质应为压缩空气或氮气。

(43) LNG 管道系统在预冷前应进行干燥处理，干燥处理后管道系统内气体的露点不应高于-20℃。

(44) 汽车加油加气加氢站设备的防腐蚀施工应符合现行行业标准《石油化工设备和管道涂料防腐蚀设计标准》SH/T3022 的有关规定。

(45) 当环境温度低于 5℃、相对湿度大于 80%或在雨、雪环境中，未采取可靠措施，不得进行防腐作业。

(46) 进行防腐蚀施工时,严禁在站内距作业点 18.5m 范围内进行有明火或电火花的作业。

(47) 加液装置的材料应具有足够的机械强度和化学稳定性,且与充装介质接触的材料应与介质相容。

(48) 与设备连接的管道,其设计压力不应低于连接设备的设计压力,且其在任何情况下均不低于安全阀的整定压力。

(49) LNG 管道流速,泵前宜小于 1m/s,泵后宜小于 3 m/s。

(50) 紧急切断装置应符合下列规定: a) 加液装置应设置超压紧急切断阀,且紧急切断阀应采用人工复位方式; b) LNG 低温紧急切断阀宜为气动阀或电动阀; c) 紧急切断阀应具有现场和远程操作,紧急切断阀应仅能手动现场复位。

(51) 安全放散装置应符合下列要求: a) LNG 液相管道安全阀应采用弹簧微启式,气相管道安全阀应采用弹簧全启式,安全阀的性能应符合 GB/T29026 的规定; b) LNG 液相管道上的两个截断阀之间应按 GB50028 的规定设置安全阀,安全阀设定压力不应大于管道设计压力的 1.2 倍和系统严密性试验压力的最小值; c) 增压器出口管道上应设置安全阀,安全阀应选择全启式安全阀,安全阀泄放能力应满足在 1.1 倍的设计压力下,泄放量不小于气化器设计额定流量的 1.5 倍。

(52) 放散管应符合下列要求: a) 加液装置应设置集中放散管,并按 GB50156、GB50028 的要求接至安全处放散; b) 放散总管的设置应确保放散气体不会沉积,放散管管口不宜设雨罩等影响放散气流垂直向上的装置,放散管底部应有排污措施; c) 放散低温气体应经 EAG 加热器加热后集中放散,温度不应低于 -107°C ; d) 放散管路上应设管道阻火器,保证气体安全放散。

(53) LNG 泵应设超温、超压自动停泵保护装置,并应与紧急切断装置

连锁。

(54) 加液装置的监测和控制应符合下列要求：a) LNG 卸车、储罐增压器出口管道应设带就地和远传功能的压力监测仪表,压力超压时应能报警停机；b) LNG 泵应设温度检测装置,并应设高限报警停机,还应设压力监测装置,并应设高、低限报警停机；c) 仪表风系统应设置压力检测装置,并应设高低限报警；d) 输送泵自控系统应至少采集下列远传信号:1)泵前压力, 2)泵后压力, 3)泵池内温度或泵池进、出口管道温度；e) 加气机自控系统应具备对远传信号进行采集、显示、储存、查询,并可对上下限值设置超限报警以及具有与泵通信、控制切断等。

(55) 可燃气体检测报警系统应独立于集散控制系统设置,应采用固定式可燃气体检测器,检测器采样方式宜选用扩散式；可燃气体检测系统应采用两级报警,一级报警浓度设定值不应大于其爆炸下限值(体积分数)的 20%,二级报警浓度设定值不应大于其爆炸下限值(体积分数)的 40%;二级报警优先于一级报警；

(56) 可燃气体探测器达到二级报警浓度设定值时,应能连锁紧急切断阀、LNG 泵和声光报警器;报警系统应配置 UPS 不间断电源或内置蓄电池。

(57) 加液装置紧急切断系统应符合下列要求：a)应设置紧急切断系统,应能在紧急情况时快速正确动作,切断重要的 LNG 管道阀门和切断 LNG 泵电源或关闭事故设备。b) 紧急切断系统应具有失效保护设计,应为故障安全型。c) 紧急切断系统启动按钮应至少设置在下列位置：1)加气机附近人员容易接近的位置；2)控制柜上；3)距卸车点 5m 以内。d)紧急切断系统应能手动或自动,手动起动机应位于事故时人能到达的位置,并应标识明显；e) 复位方式应为现场手动复位。紧急切断系统动作后,在操作人员采取有效措施前,系统应一直处于故障保护状态。

(58) 当设置箱体时,箱体应符合下列要求: a)箱体结构应有足够的强度,应稳固、结实、布局合理,应能容纳加液装置的管路系统、加注泵、加气机、可燃气体报警装置、仪表、控制箱等设备部件。b)箱体的结构设计应经应力分析和强度、刚度计算,并符合整体吊装、运输和安装要求; c)箱体应设地脚螺栓孔、吊耳且应有足够的强度。d)箱体宜采用敞开式设计。非敞开式设计的箱体应采取通风措施,宜配备符合防爆要求的强制通风设施,通风设施应与可燃气体探测器联锁。e)箱体通风设施、通风换气次数和通风口面积应符合 GB50156 的要求。f)箱体顶面应有防止雨水积聚的坡度,并应设集中排水设施。箱体百叶窗应能有效防止雨水淋入箱体内部。g)箱内设备应有可靠的接地装置。金属接地板应涂导静电防腐涂料。箱体底座上应设置不少于两处的接地点。h)箱体顶部宜设防雷接地装置

(59) 箱体和底座应进行防腐处理。

(60) 加气机应至少具备下列功能: a)计量和计价功能; b)示值指示、付费金额指示、打印功能; c)防过充、防软管拉断功能; d)交易数据、加注状态信息实时显示功能; 数据断电显示、数据防丢失保护功能(掉电保护和数据复显功能; f) 重要参数设定防修改功能; g)加气完毕自动停机功能。

(61) 加气机的流量范围宜为 3kg/min~80kg/min,加气机计量误差不宜大于士 1.5%,最小质量变量不应大于 0.01 kg。

(62) 加气机加气接口应符合 GB/T36126 的规定。

(63) 加气机在加气过程中,因故障停电而中断加气时,应能完整保留所有数据。故障发生时,当次加气数据显示时间不应少于 30 min,或故障发生后 1h,单次或多次累积复显时间不应少于 20 min。

(64) 项目各系统结构、材料、焊接、性能、试验等要求应符合《液化天然气(LNG)加液装置》、《液化天然气(LNG)车辆燃料加注系统规范》

等标准要求。

(65) 项目应按照《燃气工程项目规范》，液态燃气的储罐周边应设置封闭的不燃烧实体防护堤，或储罐外容器应采用防止液体外泄的不燃烧实体防护结构。深冷液体储罐的实体防护结构应适应低温条件。

(66) 泄气区、LNG 橇装设备区应设置防散流措施，场地应有防止溢出 LNG 流出站区或流入地面排水系统的措施。

(67) 禁止采用封闭式 LNG 排放沟渠。

(68) 燃气厂站内设备和管道应按防止系统压力参数超过限值的要求设置自动切断和放散装置。放散装置的设置应保证放散时的安全和卫生，不得向建筑物内放散燃气和其他有害气体。

(69) 液化天然气运输车在卸车作业时，应停靠在设有固定防撞装置的固定车位处，并应采取防止车辆移动的措施。装卸系统上应设置防止装卸用管拉脱的联锁保护装置。

(70) 向液化天然气和液化石油气槽车充装时，不得使用充装软管连接。

(71) 燃气调压装置及其出口管道、后序设备的工作温度不应低于其材质本身允许的最低使用温度。

(72) 燃气厂站内的燃气容器、设备和管道上不得采用灰口铸铁阀门与附件。

(73) 液化天然气和低温液化石油气的储罐区、气化区、装卸区等可能发生燃气泄漏的区域应设置连续低温检测报警装置和联锁关闭进出液阀门等的联锁措施。

(74) 燃气厂站仪表控制系统应设置不间断电源装置。

(75) 燃气储罐应设置压力、温度、罐容或液位显示等监测装置，并应

具有超限报警功能。液化天然气常压储罐应设置密度监测装置。燃气储罐应设置安全泄放装置。

(76) 液化天然气和液化石油气储罐的液相进出管应设置与储罐液位控制联锁的紧急切断阀。

(77) 建设单位应按照《城镇燃气经营安全重大隐患判定标准》设置项目安全设施和安全措施，定期进行排查，避免出现以下构成重大隐患的情形：（一）燃气储罐未设置压力、罐容或液位显示等监测装置，或不具有超限报警功能；（二）燃气厂站内设备和管道未设置防止系统压力参数超过限值的自动切断和放散装置；（三）压缩天然气、液化天然气和液化石油气装卸系统未设置防止装卸用管拉脱的联锁保护装置；（四）燃气厂站内设置在有爆炸危险环境的电气、仪表装置，不具有与该区域爆炸危险等级相对应的防爆性能；（五）燃气厂站内可燃气体泄漏浓度可能达到爆炸下限 20% 的燃气设施区域内或建（构）筑物内，未设置固定式可燃气体浓度报警装置；（六）未取得燃气经营许可证从事燃气经营活动；（七）未建立安全风险分级管控制度；（八）未建立事故隐患排查治理制度；（九）未制定生产安全事故应急救援预案；（十）其他严重违反城镇燃气经营法律法规及标准规范，且存在危害程度较大、可能导致群死群伤或造成重大经济损失的现实危险。

(78) 放散总管管口高度应按照《城镇燃气设计规范》等的要求高出距其 25m 内的建、构筑物 2m 以上。

(79) LNG 设施环保沟应与汽油、柴油环保沟分开设置。

(80) 储罐内容器应至少设置两组相互独立的超压泄放装置,任何情况下应保证至少有一组超压泄放装置与内容器保持连通。为满足安全泄放的要求,每一组超压泄放装置应设置一个全启式弹簧安全阀作为主泄放装置,

且并联一个全启式弹簧安全阀或爆破片作为辅助泄放装置。充装易燃、易爆介质的内容器,辅助泄放装置应选用安全阀。

(81) 储罐外壳应设置防爆装置,其泄放压力应不大于 0.05MPa,其排放能力足以使夹层的压力限制在不超过 0.1 MPa。

(82) 储存易燃、易爆介质的深冷容器,应按如下要求设置紧急切断装置,但确认在工程系统中已设置紧急切断装置或类似的能防大量泄漏的其他紧急闭合装置时除外:a)应在液相进出管线上尽量靠近罐体的位置设置紧急切断装置;b)紧急切断装置一般由紧急切断阀、远程控制系统以及易熔合金塞组成。C)紧急切断装置应动作灵活、性能可靠、便于检修,且不应兼作他用。紧急切断阀应符合 GB/T24918 的规定,且阀体不应采用铸铁或非金属材料制造,紧急切断阀。)的上阀杆不应安装手轮。

(83) LNG 储罐、管道等应设置真空度测量装置,真空度测量装置一般由真空隔离阀和真空规管组成,并与配套的真空计组合使用。罐体真空夹层应至少设置一套真空度测量装置。

(84) 真空度测量装置的选用和设置应满足以下要求:a)真空度测量装置的整体漏气速率和漏放气速率,应优于真空夹层的漏气速率和漏放气速率;b)真空规管以及配套的真空计的测量范围应满足产品制造、使用和定期检验的测量要求;c)用于充装液氧或易燃、易爆介质的深冷容器,真空规管应满足防爆要求;d)真空度测量装置的安装结构应牢固可靠、便于测量,并且设置安全保护装置。

7.4 重点监管的危险化学品安全对策措施

本项目中 LNG 属于重点监管的危险化学品。对于重点监管的危险化学品应按照《国家安全监管总局办公厅关于印发首批重点监管的危险化学品安全措施和应急处置原则的通知》的要求进行应急处置。

表 7-1 LNG

<p>一般要求</p>	<p>操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程，熟练掌握操作技能，具备应急处置知识。</p> <p>密闭操作，严防泄漏，工作场所全面通风，远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。</p> <p>在生产、使用、贮存场所设置可燃气体监测报警仪，使用防爆型的通风系统和设备，配备两套以上重型防护服。穿防静电工作服，必要时戴防护手套，接触高浓度时应戴化学安全防护眼镜，佩带供气式呼吸器。进入罐或其它高浓度区作业，须有人监护。储罐等压力容器和设备应设置安全阀、压力表、液位计、温度计，并应装有带压力、液位、温度远传记录和报警功能的安全装置，重点储罐需设置紧急切断装置。</p> <p>避免与氧化剂接触。</p> <p>生产、储存区域应设置安全警示标志。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。禁止使用电磁起重机和用链绳捆扎、或将瓶阀作为吊运着力点。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备</p>
<p>特殊要求</p>	<p>【特殊要求】</p> <p>【操作安全】</p> <p>(1) 天然气系统运行时，不准敲击，不准带压修理和紧固，不得超压，严禁负压。</p> <p>(2) 生产区域内，严禁明火和可能产生明火、火花的作业（固定动火区必须距离生产区 30m 以上）。生产需要或检修期间需动火时，必须办理动火审批手续。配气站严禁烟火，严禁堆放易燃物，站内应有良好的自然通风并应有事故排风装置。</p> <p>(3) 天然气配气站中，不准独立进行操作。非操作人员未经许可，不准进入配气站。</p> <p>(4) 含硫化氢的天然气生产作业现场应安装硫化氢监测系统。进行硫化氢监测，应符合以下要求：</p> <ul style="list-style-type: none"> ——含硫化氢作业环境应配备固定式和便携式硫化氢监测仪； ——重点监测区应设置醒目的标志； ——硫化氢监测仪报警值设定：阈限值为 1 级报警值；安全临界浓度为 2 级报警值；危险临界浓度为 3 级报警值； ——硫化氢监测仪应定期校验，并进行检定。 <p>(5) 充装时，使用万向节管道充装系统，严防超装。</p> <p>【储存安全】</p> <p>(1) 储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库房温度不宜超过 30℃。</p> <p>(2) 应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储存区应备有泄漏应急处理设备。</p> <p>(3) 天然气储气站中：</p> <ul style="list-style-type: none"> ——与相邻居民点、工矿企业和其他公用设施安全距离及站场内的平面布置，应符合国家现行标准； ——天然气储气站内建(构)筑物应配置灭火器，其配置类型和数量应符合建筑灭火器配置的相关规定； ——注意防雷、防静电，应按《建筑物防雷设计规范》（GB 50057）的规定设置防雷设施，工艺管网、设备、自动控制仪表系统应按标准安装防雷、防静电接地设施，并定期进行检查和检测。 <p>【运输安全】</p> <p>(1) 运输车辆应有危险货物运输标志、安装具有行驶记录功能的卫星定位装置。未经公安机关批准，运输车辆不得进入危险化学品运输车辆限制通行的区域。</p> <p>(2) 槽车和运输卡车要有导静电拖线；槽车上要备有 2 只以上干粉或二氧化碳灭火器和防爆工具。</p> <p>(3) 车辆运输钢瓶时，瓶口一律朝向车辆行驶方向的右方，堆放高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。不准同车混装有抵触性质的物品和让无关人员搭车。运输途中远离火种，不准在有明火地点或人多地段停车，停车时要有人看管。发生泄漏或火灾时要把车开到安全地方进行灭火或堵漏。</p> <p>(4) 采用管道输送时：</p>

	<p>——输气管道不应通过城市水源地、飞机场、军事设施、车站、码头。因条件限制无法避开时，应采取保护措施并经国家有关部门批准；</p> <p>——输气管道沿线应设置里程桩、转角桩、标志桩和测试桩；</p> <p>——输气管道采用地上敷设时，应在人员活动较多和易遭车辆、外来物撞击的地段，采取保护措施并设置明显的警示标志；</p> <p>——输气管道管理单位应设专人定期对管道进行巡线检查，及时处理输气管道沿线的异常情况，并依据天然气管道保护的有关法律法规保护管道。</p>
<p>泄 漏 应 急 处 置</p>	<p>【急救措施】</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。</p> <p>皮肤接触：如果发生冻伤：将患部浸泡于保持在 38~42℃ 的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。</p> <p>【灭火方法】</p> <p>切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，尽可能将容器从火场移至空旷处。</p> <p>灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。</p> <p>【泄漏应急处置】</p> <p>消除所有点火源。根据气体的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。应急处理人员戴正压自给式空气呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和密闭性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。</p> <p>作为一项紧急预防措施，泄漏隔离距离至少为 100m。如果为大量泄漏，下风向的初始疏散距离应至少为 800m。</p>

项目应落实上述《国家安全监管总局办公厅关于印发首批重点监管的危险化学品安全措施和应急处置原则的通知》中提出的相关处置措施。

作业人员操作人员必须经过专门培训，加气人员持证上岗，严格遵守操作规程，熟练掌握操作技能，具备应急处置知识。

7.5 设计施工注意

- 1、设计单位必须具备相应资质条件。
- 2、承建站内建筑工程的施工单位应具有相应级别的资质。橇装设备应由有资质单位设计、制造、施工，承建站内安装工程的施工单位应具有相

应级别的管道安装许可证、容器制造许可证或安装许可证。承建防爆电气设备安装的施工单位应具有相应项目的资格证书。

3、工程施工应按工程设计文件及工艺设备、电气仪表的产品使用说明书进行，如需修改设计或材料代用，应有原设计单位变更设计的书面文件或经原设计单位同意的设计变更书面文件。

4、施工单位应编制施工方案，并在施工前进行设计交底和技术交底。施工方案宜包括下列内容：工程概况、施工部署、施工进度计划、资源配置计划、主要施工方法和质量标准、质量保证措施和安全保证措施、施工平面布置、施工记录。

5、施工过程应做好施工记录，其中隐蔽工程施工记录应有建设或监理单位代表确认签字。

6、施工中的安全技术和劳动保护应按国家现行标准《石油化工建设工程项目交工技术文件规定》SH/T 3503-2017 等的有关规定执行。

7、建筑物按 6 度地震烈度进行设防。

8、敷设电气设备的沟道、电缆或钢管，在穿过不同区域之间墙的孔洞，应采用非燃性材料严密封堵。

9、配电间设置和设施符合国家规范要求，配电屏后维护通道净宽应不小于 0.8 m。

10、进行特殊作业前，作业单位应办理作业审批手续,并有相关责任人签名确认。

11、当生产装置出现异常,可能危及作业人员安全时,生产单位应立即通知作业人员停止作业，迅速撤离。当作业现场出现异常,可能危及作业人员安全时，作业人员应停止作业，迅速撤离,作业单位应立即通知生产单位。

12、动火作业应有专人监火，作业前应清除动火现场及周围的易燃物品，

或采取其他有效安全防火措施，并配备消防器材，满足作业现场应急需求。

13、吊装现场应设置安全警示标志，并设专人监护，非作业人员禁止入内，安全警示标志应符合 GB2894 的规定。

14、作业前，作业单位应对起重机械、吊具、索具、安全装置等进行检查,确保其处于完好状态。

7.6 安全管理措施

针对项目的运行，企业要编制以下符合项目管理要求的安全生产管理制度，包括：安全生产责任制，安全教育管理制度，安全检查管理制度，安全技术措施管理制度，防火、防爆安全管理制度，防止急性中毒和抢救措施管理办法，安全装置与劳动防护器具管理办法，事故管理制度，储罐区安全管理制度，加气区安全管理制度、职工个人防护用品发放管理规定，消防设施、器材管理规定，防火检查管理制度等等。

项目建成后，建设单位应向有关部门申请办理燃气经营许可证和气瓶充装许可证。

本项目的安全管理应做好以下方面：

1、经营单位主要负责人、安全生产管理人员、加气人员应按有关部门规定参加安全生产培训、考核，并持证上岗。

2、建立健全安全生产管理机构，安全管理领导小组，制定完善安全生产责任制和岗位安全职责及各工种安全操作规程。健全安全检查、安全考核、奖惩、安全教育培训、危险区域环境临时动火审批、危险有害因素定期监测报告等各项制度，并要认真贯彻实施。

3、运用安全系统工程的方法，实施安全目标全面安全管理（即全员参与的安全管理，全过程的安全管理和全天候的安全管理）。将安全管理纳入良性循环的轨道。

- 4、加强全员安全教育和安全技术培训工作，积极开展危险预知活动，提高危险辨识能力，增强全员安全意识，提高自我保护能力。
- 5、应将危险化学品的有关安全和卫生资料向职工公开，教育职工掌握必要的火情应急处理方法和自救措施，经常对职工进行实际场所防火安全的教育和培训。
- 6、企业应教育职工遵守劳动安全卫生规章制度和安全操作规程，并及时报告认为可能造成危害和自己无法处理的情况。
- 7、应教育职工对违章指挥或强令冒险作业，有权拒绝执行；对危害人身安全和健康的行为，有权检举和控告。
- 8、在有火灾、爆炸危险场所进行动火检修作业时，必须遵守动火规定并采取相应防范措施，防止意外事故发生。
- 9、制订安全技术规程和岗位操作规程，并认真落实、执行。
- 10、建立设备台账，加强设备管理，对橇装设备、加气机等各类关键设备和设施应经常检查、检测，发现情况应及时处理。
- 11、作业区域要明确禁烟、禁火范围，并设有明显标志，严格禁烟、禁火区内的动火维修作业管理。
- 12、工作人员对进站的汽车、摩托车等负有安全引导的责任，敦促进站车辆、人员遵守消防安全规则。注意监控并及时制止外来人员违章行为，如吸烟、点打火机、在爆炸危险区域打手机、无线电话、对讲机，杜绝外来火源进入危险区。
- 13、按《劳动防护用品配备标准》制订发放、管理办法，配备、发放劳动防护用品。
- 14、在项目建造中，建设指挥部明确建设方、施工方、监理方等多方在施工期间的安全职责，加强与施工单位和工程监理部门的联系和沟通，

监督和配合施工单位共同做好建筑施工过程中的安全防范工作。

15、工程建成后，应组织有关人员对工程进行验收，对建筑物、构筑物、生产装置、设备设施及隐蔽工程等进行全面验收，作出验收结论；应对安全设施、设备和与安全有关的装置、附件等按有关规范进行检验、调试保证其功能达到有关技术标准、产品质量的要求，并有详细调试记录。

16、工程建成后，应及时请当地公安消防部门对工程的建筑物进行消防验收，并出具建筑物消防验收意见书；应邀请检测、检验单位对工程的设备、容器及附件、防雷、防静电设施进行检测、检验，确保安全设施有效。工程项目竣工后，应严格按照规定进行三同时验收。

17、项目在试经营运行期间，应制订完备的试经营安全运行方案，保证试经营的安全，同时搜集和积累资料，不断补充和完善安全操作规程。

18、站内应配备电气安全工具、如绝缘操作杆、绝缘手套、绝缘鞋、验电器等。电气作业人员上岗，应按规定穿戴好劳动保护用品和正确使用符合安全要求的电气工具。

19、电气设备必须设有可靠的接地（接零）装置，防雷和防静电设施必须完好并每年应定期检测。

20、该站应与施工方签订安全管理协议，明确双方安全责任。

21、工程建成后，建设单位应按照《生产经营单位生产安全事故应急预案编制导则》GB/T29639-2020 编制事故应急预案，并指定兼职应急救援人员，配齐应急救援器材，定期培训和演练。应急预案应到应急管理部门申报备案。

22、上岗前应按规定给员工办理工伤保险，并按要求进行安全投入。

23、经理（站长）是该站的消防安全责任人，对单位的消防安全工作全面负责，依法履行单位和单位消防安全责任人法定消防安全职责，并应

做到如下事项：a) 每月至少组织召开 1 次消防安全工作会议；b) 每月至少组织并参加 1 次消防安全检查；c) 每年至少组织开展 1 次消防安全培训和消防演练；d) 督促职工做好岗位日常防火检查、巡查工作，查阅站内防火检查、巡查记录，并签字确认；e) 组织火灾隐患整改工作，落实整改资金；f) 贯彻执行消防法律法规，保障单位消防安全符合规定。

24、安全员是该站的消防安全管理人，依法履行单位和单位消防安全管理人法定消防安全职责，并应做到如下事项：a) 协助经理（站长）做好消防安全管理工作；b) 做好站内日常防火检查、巡查工作，并做好记录；c) 对站内检查、巡查中所发现的不安全因素向经理（站长）汇报，提出书面处理建议；d) 检查站内各岗位人员执行消防安全制度和安全操作规程情况，及时发现并控制影响站内现场安全的事件；e) 负责现场巡视与跟班作业，组织参与灭火和应急疏散预案的学习、演练；f) 做好消防安全信息的收集、传递、处理、保存及资料管理工作。

25、加气员负责站内的加气工作，应做到如下事项：

a) 严格遵守安全操作规程；b) 定期做好加气机等设备的维护保养工作；c) 参加灭火和应急疏散预案的学习、演练；d) 对作业现场的消防安全负责，督促外来人员遵守站内消防安全管理制度，禁止外来人员滞留现场。

26、卸车员负责站内的卸车工作，应做到如下事项：

a) 严格遵守安全操作规程；b) 做好橇装设备设施的维护保养工作；c) 参加灭火和应急疏散预案的学习、演练；d) 负责卸车作业现场的消防安全，禁止外来人员滞留现场或进行卸车作业。

27、站内应制定以下消防安全制度：a) 防火检查、巡查制度；b) 消防安全教育、培训制度；c) 用火、用电安全管理制度；d) 电气设备、电气线路的检查和管理制度；e) 输气线路的检查和管理制度；f) 灭火和应急

演练制度；g) 火灾隐患整改制度；h) 其他必要的消防安全制度。

各项消防安全制度应予公布，并根据实际情况随时修订。

28、站内应按《液化天然气(LNG)车辆加注站运行规程》等制定以下安全操作规程：a) 加气作业、储存作业安全操作规程 b) 卸车作业安全操作规程；c) 各种设备的计量、使用、检维修等作业安全操作规程。各项安全操作规程应予公布，并根据实际情况随时修订。

29、车辆及人员进出口处应设置醒目的“进站消防安全须知”标识，明确进入站内的要求和注意事项。

30、罩棚支柱醒目位置应设置“严禁烟火”“禁打手机”“停车熄火”标识。

31、作业区人员上岗时应穿防静电工作服、防静电工作鞋。不应在作业区穿脱及拍打衣服、帽子或类似物。

32、遇雷暴、龙卷风和台风等恶劣天气时应停止加气、卸车、取样和人工计量等作业。不应在作业区内抛掷、拖拉、滚动、敲打金属物品及进行易产生火花的作业。不应在作业区内进行车辆维修和洗车作业。

33、作业区与辅助服务区之间应有明显的界限标识。

34、应加强对消防安全标识的维护管理，如有损坏、缺失的，应及时更换。

35、站内应落实以下动火管理措施：

a) 如需进行明火施工作业，应办理动火审批手续并落实安全监护人员，经本单位主管部门批准后方可实施；b) 动火期间严禁营业；c) 动火现场应挂警示牌、增设消防器材，安全监护人员应到现场监督动火人员按照动火审批的具体要求作业；d) 动火完毕，监护人员和动火人员应共同检查和清理现场。

36、在爆炸和火灾危险区域应采取下列防止摩擦与撞击产生火花的措

施：a) 爆炸危险区域内的房间地面应铺设不产生火花材料，并不应穿带铁钉的鞋；b) 搬运金属容器时，严禁在地上抛掷或拖拉，在容器可能碰撞部位应覆盖不产生火花材料；c) 维修作业应使用防爆和不产生火花工具。

37、应当制定灭火和应急疏散预案。灭火和应急疏散预案应包括以下内容：a) 本站的基本情况、消防安全重点部位及火灾危险性分析；b) 火警处置程序；c) 承担灭火、疏散、通信联络、保卫、救护等任务的责任人；d) 初起火灾扑救、应急疏散、通信联络、安全防护、人员救护等处置行动的组织程序和具体措施。应当根据灭火和应急疏散预案，至少每半年进行 1 次演练。组织演练时，应在入口处设置带有“正在进行消防演练”字样的标志牌。每次演练结束后，均应做好记录，保存演练档案资料，并结合演练实际及时修订、完善预案内容。

38、应当建立健全消防安全管理档案。消防安全管理档案应翔实、准确，并附有必要的图表，不应漏填、涂改，并根据单位情况变化及时调整。

39、拟建项目单位属特种设备使用单位，应当严格执行特种设备管理条例和有关安全生产的法律、行政法规的规定，保证特种设备的安全使用。

40、特种设备使用单位应当使用符合安全技术规范要求的特种设备。特种设备投入使用前，使用单位应当核对其是否附有特种设备管理条例第十五条规定的相关文件。

41、特种设备在投入使用前或者投入使用后 30 日内，特种设备使用单位应当向直辖市或者设区的市的特种设备安全监督管理部门登记。登记标志应当置于或者附着于该特种设备的显著位置。

42、特种设备使用单位应当建立特种设备安全技术档案。安全技术档案应当包括以下内容：（1）特种设备的设计文件、制造单位、产品质量合

格证明、使用维护说明等文件以及安装技术文件和资料；（2）特种设备的定期检验和定期自行检查的记录；（3）特种设备的日常使用状况记录；（4）特种设备及其安全附件、安全保护装置、测量调控装置及有关附属仪器仪表的日常维护保养记录；（5）特种设备运行故障和事故记录；

43、特种设备使用单位对在用特种设备应当至少每月进行一次自行检查，并作出记录。特种设备使用单位在对在用特种设备进行自行检查和日常维护保养时发现异常情况的，应当及时处理。

44、特种设备使用单位应当对在用特种设备的安全附件、安全保护装置、测量调控装置及有关附属仪器仪表进行定期校验、检修，并作出记录。特种设备使用单位应当按照安全技术规范的定期检验要求，在安全检验合格有效期届满前 1 个月向特种设备检验检测机构提出定期检验要求。未经定期检验或者检验不合格的特种设备，不得继续使用。

45、特种设备存在严重事故隐患，无改造、维修价值，或者超过安全技术规范规定使用年限，特种设备使用单位应当及时予以报废，并应当向原登记的特种设备安全监督管理部门办理注销。

46、特种设备的安全管理人员应当对特种设备使用状况进行经常性检查，发现问题的应当立即处理；情况紧急时，可以决定停止使用特种设备并及时报告本单位有关负责人。

47、特种设备使用单位应当对特种设备作业人员进行特种设备安全、节能教育和培训，保证特种设备作业人员具备必要的特种设备安全、节能知识。

48、特种设备作业人员在作业中应当严格执行特种设备的操作规程和

有关的安全规章制度。特种设备作业人员在作业过程中发现事故隐患或者其他不安全因素，应当立即向现场安全管理人员和单位有关负责人报告。

49、燃气设施现场的操作应符合下列规定：1 操作人员应熟练掌握燃气特性、相关工艺和应急处置的知识和技能；2 操作或抢修作业应标示出作业区域，并应在区域边界设置护栏和警示标志；3 操作或抢修人员作业应穿戴防静电工作服及其他防护用具，不应在作业区域内穿脱和摘戴作业防护用具；4 操作或抢修作业区域内不得携带手机、火柴或打火机等火种，不得穿着容易产生火花的服装。

50、项目建成后建设单位应合理规划加油加气区的车辆停车加注位置，划定加油加气车辆进出站内行驶路线，对进站车辆进行合理引导，避免车辆产生混乱对站内安全运行造成影响。

8、评价结论及建议

8.1 项目危险度评价

通过对中国石化销售股份有限公司江西上饶弋阳石油分公司第六加油加气合建站加气部分的危险、有害分析及定性、定量分析，预先分析，结果为：

1、该站加气部分拟设置一套 LNG 橇装设备（含 60m³ 储罐一台），加油部分拟设 50m³ 的 0#柴油储罐 2 个、30m³ 的 92#汽油储罐、95#汽油储罐各 1 个。该站加油部分设施虽不在本次评价范围内，但根据企业提供的信息，该加油部分设施拟与加气部分共同建设。根据《汽车加油加气加氢站技术标准》3.0.16，该站建成后属于一级加油加气合建站。

2、评价范围内，该站不构成危险化学品重大危险源。

3、工程项目存在火灾爆炸、容器爆炸、车辆伤害、机械伤害、触电、坍塌、冻伤、物体打击、中毒和窒息、高处坠落等危险因素和有害物质、噪声等有害因素。应重点关注的危险有害因素为火灾爆炸、容器爆炸。

2、本项目涉及的天然气为重点监管危险化学品及特别管控的危险化学品，不涉及剧毒化学品、高毒物品、易制毒化学品、监控化学品、易制爆化学品。本建设项目不涉及危险化工工艺。

3、根据预先危险分析，加气部分单元发生火灾爆炸、容器爆炸、触电、车辆伤害等事故的危险等级为 III 级，发生机械伤害、物体打击、中毒窒息、冻伤等事故的危险等级为 II 级；供配电设施单元发生火灾、触电事故的危险等级为 II 级。

4、根据危险度分析，LNG 储罐属高度危险。该站设紧急切断系统，采用密封操作、液位报警等措施，危险有害程度能控制在可接受的范围。

5、评价范围内该站选址符合当地规划，与周边环境之间的间距、总平面布置符合《汽车加油加气加氢站技术标准》GB50156-2021 等有关法律法规、标准规范的要求。

6、本项目采用成熟的工艺设备，项目在严格按照国家相关法规、法规及技术标准制造、安装、检测检验的情况下，其安全生产风险程度在可接受范围。

8.2 评价结果

1、中国石化销售股份有限公司江西上饶弋阳石油分公司第六加油加气合建站加气部分采用的设备、设施成熟，且在国内有很多成功运行的先例，工程风险小；

2、本项目于 2024 年 7 月 17 日取得上饶市发展和改革委员会出具的项目核准批复，饶发改行政字（2024）71 号。

3、项目选址符合要求，该站与外部环境之间、内部建构物之间的安全间距满足安全要求。

8.3 安全评价结论

综上所述：在以后的项目建设和运行阶段，如施工图设计和建设施工、安装调试及生产运行中，应严格执行国家有关安全生产法律、法规和有关标准、规范，合理采纳本报告书中安全对策措施建议，真正做到安全设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用，同时保证企业的安全设施设备和安全管理体系、制度得到贯彻落实，拟建的中国石化销售股份有限公司江西上饶弋阳石油分公司第六加油加气合建站加气部分能够符合现行安全生产法律、法规和技术标准、规范的要求，工程建成后运行系统的安全风险在可接受范围。

现场照片



9、附件

- 1.营业执照
- 2.立项文件
- 3.用地材料
- 4.不在城市建成区证明
- 4.总平面布置图