



甘肃巨化新能源（玉门）有限公司玉门北山 1GW 风电场工程 可行性研究报告



项目单位：巨化新能源（玉门）有限公司

编制单位：福建永福电力设计股份有限公司

二〇二四年十二月

工程咨询单位甲级资信证书

单位名称：福建永福电力设计股份有限公司

住所：福建省福州市闽侯县上街镇海西科

统一社会信用代码：91350000611005994M

法定代表人：林一文

技术负责人：刘勇

资信等级：甲级

资信类别：专业资信

业务：电力（含火电、水电、核电、新能源），电子、信息工程（含通信、广电、信息化），建筑，水文地质、工程测量、岩土工程

证书编号：甲1520222010211

有效期：2022年12月31日至2025年12月30日



证书查询

仅供甘肃巨化新能源（玉门）有限公司北山1GW风电场工程可行性研究报告审查使用

发证单位：中国工程咨询协会



批准：宋启明

宋启明

审核：陈诗高

陈诗高

校核：陈诗高 宋启明 阮斌斌 王馨 林进东

陈诗高 宋启明 阮斌斌 王馨 林进东

郑师亮 钟小燕 张自权 林清月 姚海荣

郑师亮 钟小燕 张自权 林清月 姚海荣

刘宝泉 连国汉 张春潮 陈清俊 倪仁鑫

刘宝泉 连国汉 张春潮 陈清俊 倪仁鑫

编制：赵瑞灵 陈嘉良 刘子诚 黄立新 叶贤惠

赵瑞灵 陈嘉良 刘子诚 黄立新 叶贤惠

黄玲 王凯 赵文兵 邬露露 黄钰涵

黄玲 王凯 赵文兵 邬露露 黄钰涵

余满 廖聪 黄夏聃 陈旭 李世渊

余满 廖聪 黄夏聃 陈旭 李世渊

甘肃巨化新能源（玉门）有限公司玉门北山 1GW 风
电场工程
可行性研究报告
总目录

总报告

目 录

工程特性表.....	4
1 综合说明.....	1
1.1 概述.....	1
1.2 设计依据.....	3
1.3 研究内容.....	4
1.4 主要研究成果.....	5
2 风能资源.....	13
2.1 区域风能资源.....	13
2.2 参考气象站.....	13
2.3 场址观测数据整理.....	18
2.4 风能资源分析.....	63
2.5 气象灾害情况.....	76
2.6 场址风速分析.....	77
2.7 结论及建议.....	78
2.8 附图.....	79
3 工程地质.....	95
3.1 概述.....	95
3.2 区域地质、地震.....	95
3.3 不良地质作用.....	96
3.4 地形地貌.....	96
3.5 地层岩性及主要岩土参数.....	97
3.6 地下水条件.....	99
3.7 场地地基地震效应及震动参数.....	99
3.8 岩土工程初步评价.....	100
4 工程任务和规模.....	101
4.1 区域经济现状及发展规划.....	101
4.2 工程任务及规模.....	104
5 风电机组选型、布置和年发电量计算.....	105
5.1 风电机组选型.....	105
5.2 风电机组布置.....	109
5.3 年上网电量估算.....	111
5.4 结论及建议.....	118
6 电气.....	119
6.1 工程建设规模及设计范围 119	
6.2 设计依据.....	119
6.3 风电场接入系统设想方案.....	122
6.4 风电场场区部分.....	122
7 消防.....	148
7.1 工程概况和消防总体设计.....	148
7.2 工程消防设计.....	149
8 土建工程.....	157
8.1 设计安全标准.....	157

8.2 风电场总体布置	157
8.3 风电机组及箱变基础	162
8.4 升压变电站	165
9 施工组织设计	175
9.1 施工条件	175
9.2 施工总布置	176
9.3 施工交通运输	178
9.4 工程征用地	180
9.5 主体工程施工	181
9.6 施工总进度	186
9.7 主要物质供应计划	187
10 环境保护与水土保持设计	189
10.1 环境保护设计	189
10.2 水土保持设计	200
11 劳动安全和职业卫生	208
11.1 设计依据、任务与目的	208
11.2 工程安全与卫生危害因素分析	210
11.3 劳动安全与工业卫生对策措施	210
11.4 风电场安全卫生机构设置、人员配备及安全管理制度	214
11.5 事故应急救援预案	216
11.6 预期效果	218
11.7 存在问题及建议	218
12 工程概算	220
12.1 工程概况	220
12.2 主要编制原则及依据	220
12.3 基础资料	220
12.4 费率指标	222
12.5 其它	223
12.6 工程总概算表	223
13 财务评价与社会效果分析	226
13.1 财务评价依据	226
13.2 投资总额及资金筹措	226
13.3 成本数据	226
13.4 损益数据	227
13.5 成本估算	227
13.6 发电效益计算	228
13.7 清偿能力分析	228
13.8 盈利能力分析	229
13.9 主要经济指标	229
13.10 敏感性分析	230
13.11 财务评价结论	232
13.12 风险分析	232
13.13 社会效果分析	236
14 节能降耗	238
14.1 用能标准和节能规范	238
14.2 能耗状况和能耗指标分析	239

14.3 节能措施和节能效果分析	240
14.4 结论及建议	243
15 工程招标	245
15.1 工程规模与资金筹措	245
15.2 法律、法规及规定	245
15.3 标段划分	245
15.4 招标方式及组织形式	245
15.5 工程招标基本情况表	246
16 结论、存在问题及建议	247
16.1 结论	247
16.2 存在问题及建议	247

工程特性表

名称		单位	数值	备注			
风电场场址	海拔高度	m	1420m~1640m	风电场场区			
	经度(东经)		98°1'24"N	按场址中心位置计			
	纬度(北纬)		40°41'48"E				
	年平均风速	m/s	231103#: 6.88 231104#: 6.41 231105#: 6.40	125m			
	风功率密度	W/m ²	231103#: 317 231104#: 299 231105#: 333				
	主导风向		231103#: W 231104#: W 231105#: W				
	年平均风速	m/s	6.95	144 台机位轮毂高度平均			
主要设备	风电场主要机电设备	风电机组	台数	台	144		
			额定功率	kW	80*7.5+64*6.25		
			叶片数		3		
			风轮直径	m	220		
			风轮扫掠面积	m ²	约 37994		
			切入风速	m/s	2.5		
			额定风速	m/s	8.7		
			切出风速	m/s	20		
			安全风速	m/s	59.5	3s 瞬时	
			安全等级		S		
			轮毂高度	m	125m/可定制		
			输出电压	V	1140V		
			发电机额定功率	kW	6250/7500		
			发电机功率因数		-0.95~0.95 间可调		
	站升压	主变压器	机组升压变压器	套数	套	144	
				型号	/	S20-7200/35 S20-8300/35	
			集电线路	电压等级	kV	35	
				回路数	回	42	
				架空线路长度	km	288.99	
	电缆总长	km	20.7				
		型号	SFPF-360000/330				
		台数	台	3+1			

名称			单位	数值	备注
		容量	kV·A	360000/180000	
		额定电压	kV	345±8×1.25%/36.75kV-36.75kV、 345±8×1.25%/36.75kV	
		出线回路数	回	1	
		电压等级	kV	330	
土建	风电机组基础	数量	台	144	
		型式	采用钢筋混凝土扩展基础		
	箱式变基础	数量	台	144	
		型式		钢筋混凝土独立基础	
施工	工程数量	土石方开挖	万 m ³	330.48	
		土石方回填	万 m ³	234.48	
		混凝土（不含道路桥梁）	万 m ³	15.11	
		钢筋	t	11309.00	
		新建道路	km	215.31	
	施工期限	总工期	月	12	
		第一批机组发电	月	10	

1 综合说明

1.1 概述

1.1.1 地理位置

甘肃巨化新能源（玉门）有限公司玉门北山 1GW 风电场场址位于甘肃省酒泉市玉门市花海镇，坐标大致范围为东经 98°12'至 98°20'，北纬 40°41'至 40°54'，规划面积约为 145km²。场址西南距玉门市直线距离约 105km，场址中心距离南部国道 G30 约 80km，距离东部省道 S215 约 25km。场址区域绝大部分属戈壁滩地貌，地形开阔平坦，海拔为 1420-1640m。



图 1.1-1 风电场地理位置示意图

1.1.2 区域概况

酒泉市，是甘肃省辖地级市，甘肃省人民政府批复确定的丝绸之路经济带甘肃段重要节点城市、省域副中心城市。截至 2023 年 1 月，酒泉市辖 1 个区、2 个县级市、4 个县，总面积 19.2 万平方公里，占甘肃省面积的 42%，其中土地总面积 16.81 万平方公里、湿地面积 4.8 万平方公里、耕地面积 460.04 万亩。截至 2022 年末，酒泉市常住人口 105.31 万人。2023 年，酒泉市地区生产总值 908.7 亿元，比上年增长 8.9%。其中，第一产业增加值 151.4 亿元，增长 6.6%；第二产业增加值 403.8 亿元，增长 10.8%；第三产业增加值 353.5 亿元，增长 8.1%。第一产业增加值占地区生产总值比重为 16.7%，第二产业增加值比重为 44.4%，第三产业增加值比重为 38.9%。

酒泉市位于甘肃省西北部，河西走廊西端的阿尔金山、祁连山与马鬃山之间，是丝绸之路经济带甘肃段重要节点城市和区域中心城市，是甘肃连接蒙古国西部、内蒙西部、新疆东部及青海西北部向西开放的战略区域级流通节点城市，西接新疆、东北连接蒙古国、北与内蒙西部接壤，东南与青海连通，运输网络辐射贯通西北五省。“十四五”期间，酒泉市围绕第五次党代会确定的立足一个定位，坚持两极联动，实施四大战略，创建六大示范区，推动酒泉“打造国家重要的新能源及装备制造业基地”总体要求，以能源高质量发展为主题，坚持传统能源和新能源发展并重，风、光、水、火、氢、核、煤、油、气并举，统筹推进新能源跨区域外送和就地转化与消纳，全面促进源、网、荷、储协调发展，全力推进能源科技创新，着力深化能源体制改革，努力构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系，为西部地区经济社会持续发展提供坚强可靠的能源保障。

玉门市，甘肃省辖县级市，由酒泉市代管，位于甘肃省西北部、酒泉市区西部，地处河西走廊西部，属大陆性中温带干旱气候，毗邻 5 个县（市），总面积 1.35 万平方千米。截至 2022 年 10 月，玉门市辖 1 个街道、10 个镇、2 个民族乡，另辖 3 个乡镇级单位。截至 2022 年，玉门市常住人口 13.7 万人。2022 年，玉门市地区生产总值(GDP) 245.1 亿元，比上年增长 2.6%。分产业看，第一产业增加值 26.1 亿元，同比增长 6.6%；第二产业增加值 181.9 亿元，同比增长 1.1%；第三产业增加值 37.1 亿元，同比增长 5.7%。

玉门市是酒泉市管辖的一个县级市，其是全省新能源产业的发祥地和光热发电行业的领跑者，也是全国首个千万千瓦级风电基地的启动地。进入“十四五”高质量发展新阶段，玉门市人民政府坚持“招商为要、项目为王”，建立重大项目“市级领导包挂、部门包抓、专人服务”机制，加快推进项目建设。抢抓东中部产业转移机遇，充分依托玉门市优良的风、光等新能源资源，玉门市政府将加大产业招商力度，带动区域可再生能源和产业发展协同，打造低碳产业园区，为新时代发展提交新答卷。

1.1.3 项目背景及前期工作

2020 年 9 月，习近平总书记在第七十五届联合国大会一般性辩论上宣布了中国“3060”双碳目标；同年 12 月，习近平总书记在气候雄心峰会上进一步提出，到 2030 年我国非化石能源占一次能源消费比重将达到 25%左右，风电、太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上的发展目标。力争 2030 年前实现碳达峰，2060 年前实现碳中和，

是党中央经过深思熟虑作出的重大战略决策。

为进一步落实“3060”双碳目标战略，着力构建清洁低碳、安全高效的能源体系，提升能源清洁利用水平和电力系统运行效率，近年来，巨化集团坚持新发展理念，围绕高质量、竞争力、现代化，推动转型升级、创新发展，规划依托玉门得天独厚的资源优势，建设高性能硅含氟新材料一体化及配套项目，打造具有“154”的特色项目，其中1是体现国际一流，5是体现五个一体化，4是体现四个鲜明特征。本项目贯彻落实国家“双碳”目标，有利于加快甘肃电源结构调整，促进以新能源为主的新型电力系统建设，提升新能源消纳比例，助力巨化集团零碳发展目标。

2024年4月福建永福电力设计股份有限公司受甘肃巨化新能源（玉门）有限公司的委托，依据有关规程规范及相关文件，开展甘肃巨化玉门风电场项目风电场工程可行性研究设计工作，以提供前期开发等各项工作使用。

1.1.4 工程规模

根据场址区域内测风塔数据，231103#测风塔数据 120m 高度代表年年平均风速为 6.81m/s,主要风向为 W、NNE;231104#测风塔 120m 高度代表年年平均风速为 6.45m/s,主要风向为 W、NNE; 231105#测风塔 120m 高度代表年年平均风速为 6.34m/s, 主要风向为 W、NNE。另因预设机型轮毂高度因素，故根据高层风切变指数外推至 125m 高度风速，231103#测风塔 125m 代表年平均风速为 6.88m/s; 231104#测风塔 125m 代表年平均风速为 6.51m/s; 231105#测风塔 125m 代表年平均风速为 6.40m/s, 风功率密度等级为 2 级，可判断本风电场的风资源具有一定的开发价值。

本期项目新建 144 台风力发电机组，其中单台容量为 6.25MW 的风机为 64 台，单台容量为 7.5MW 的风机为 80 台。并新建 1 座 330kV 汇集站，装机规模为 1000MW。

风电场初步接入系统方案为：本工程建设 1 座 330kV 风电汇集站，其通过 35kV 线路汇集 1000MW 风电，以一回 330kV 线路接入 750kV 玉门变。最终接入系统以电网公司审定意见为准。

1.2 设计依据

- (1) 《中华人民共和国可再生能源法》
- (2) 《可再生能源发电有关管理规定》（发改能源〔2006〕13号）
- (3) 《陆上风电场工程可行性研究报告编制规程》（NB/T 31105-2016）
- (4) 《风电场接入电力系统技术规定 第1部分：陆上风电》（GB/T 19963.1-2021）

- (5) 《风电场接入电力系统设计内容深度规定》（NB/T 10313-2019）
- (6) 《风电场功率控制系统调度功能技术要求》（GB/T 40600-2021）
- (7) 《风电场调度运行信息交换规范》（NB/T 31109-2017）
- (8) 《风电场风能资源评估方法》（GB/T 18710—2002）
- (9) 《风力发电场设计规范》（GB 51096-2015）
- (10) 《风电场工程等级划分及设计安全标准》（NB/T 10101-2018）
- (11) 《风电机组地基基础设计规定》（试行）（FD 003—2007）
- (12) 《风电场设计防火规范》（NB 31089-2016）
- (13) 《风电场安全标识设置设计规范》（NB/T 31088-2016）
- (14) 《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T 31011-2019）
- (15) 《陆上风电场工程概算定额》（NB/T 31010-2019）
- (16) 《建设工程经济评价方法与参数（第三版）》（国家发改委、建设部发改投资〔2006〕1325 号文）
- (17) 《风电场项目经济评价规范》（NB/T 31085-2016）
- (18) 《风电并网运行反事故措施要点》（国家电网调〔2011〕974 号）
- (19) 《国家电网有限公司关于印发十八项电网重大反事故措施（修订版）的通知》（国家电网设备〔2018〕979 号）
- (20) 《国家能源局关于加强风电场并网运行管理的通知》（国能新能〔2011〕182 号）
- (21) 《风电场开发建设管理暂行办法》（国能新能〔2011〕285 号）
- (22) 《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》（国能新能〔2016〕54 号）
- (23) 各专业相关设计技术规程、规定

1.3 研究内容

根据《陆上风电场工程可行性研究报告编制规程》（NB/T 31105-2016）的要求，本报告主要研究任务包括：

- (1) 风力资源评估成果；
- (2) 场址工程地质评价；
- (3) 论证工程开发的必要性及可行性，确定工程的任务和规模；

- (4) 风力发电机组选型及布置，风电场年发电量测算；
- (5) 风电场电气设计；
- (6) 拟定消防方案；
- (7) 风力发电机基础型式，其它建、构筑物的结构型式、布置和主要尺寸；
- (8) 总平面规划布置，确定工程用地主要指标，交通运输与施工组织设计；
- (9) 环境保护和水土保持；
- (10) 拟定劳动安全与职业卫生方案；
- (11) 编制工程概算，工程财务评价与社会效果分析。
- (12) 节能降耗分析；
- (13) 工程招标方案。

1.4 主要研究成果

1.4.1 风力资源

玉门市属大陆性中温带干旱气候，降水少，蒸发大，日照长；年平均气温 6.9℃；1 月份最冷，极端最低可达-28.7℃；7 月份最热，极端最高达 36.7℃；年日照时数 3166.3 小时；平均无霜期为 135 天；年平均降水量为 63.3 毫米，蒸发量达 2952 毫米；年平均风速为 4.2 米/秒。

甘肃巨化新能源（玉门）有限公司玉门北山风电场 231103#测风塔数据 120m 高度代表年年平均风速为 6.81m/s，主要风向为 W、NNE；231104#测风塔 120m 高度代表年年平均风速为 6.45m/s，主要风向为 W、NNE；231105#测风塔 120m 高度代表年年平均风速为 6.34m/s，主要风向为 W、NNE。另因预设机型轮毂高度因素，故根据高层风切变指数外推至 125m 高度风速，231103#测风塔 125m 代表年年平均风速为 6.88m/s；231104#测风塔 125m 代表年年平均风速为 6.51m/s；231105#测风塔 125m 代表年年平均风速为 6.40m/s，本风场风功率密度等级为 2 级。本阶段暂时建议采用 IEC III C 类及以上的风电机组，但建议后续主机厂家注重核算各机位安全性。

1.4.2 工程地质与水文

拟建的风电场工程位于甘肃省酒泉市玉门市境内的戈壁滩平原和丘陵地，距玉门市直线距离约 105km。酒泉市玉门市有连霍高速、国道 G312、省道 S301、省道 S215、省道 S238 通过，玉门市至场区有乡镇公路相连，对外交通较为便利。拟建场址为戈壁滩平原和丘陵山地地貌，海拔高程 1420m~1640m。

本工程位于甘肃省酒泉市玉门市，根据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)和《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010（2024 版）)，工程所经区域地震基本烈度为 6 度，地震动峰值加速度为 0.05g，场地特征周期为 0.35。拟建风电场场地不存在饱和砂土及软弱土层，故不考虑砂土液化和软土震陷等影响。

根据现场调查结果，拟建场地内无防空洞、采空区、溶洞、土洞、泥石流、滑坡、崩塌、活动断裂等不良地质作用，无古河道、暗滨、古墓等对工程不利的埋藏物。

根据《中国季节性冻土标准冻深线图》，场地土标准冻结深度为 120cm。由于场地地下水埋藏相对较深，地基土含水量较低，根据《冻土工程地质勘察规范》（GB50324-2014），地基土冻胀等级为 I 级，冻胀类别为不冻胀。拟建项目场地地下水埋深一般大于 20m，可不考虑地下水对基础的影响。场地土对混凝土结构具微腐蚀性，对钢筋混凝土结构中钢筋具微腐蚀性，对钢结构具微~弱腐蚀性。

丘陵地貌区地层为粉土、强风化花岗岩、强风化碎屑岩、中风化花岗岩、中风化碎屑岩；山前坡洪积扇戈壁滩区地层为粉土、圆砾、圆砾。

拟建各风机场地分布的圆砾层及各强、中风化岩物理力学性质较好，工程性能较好，具备天然地基浅基础条件，各岩土层均可作风机基础持力层，但应注意斜坡地段地基稳定性及岩土体分布的不均匀性。亦或采用泥浆护壁灌注桩基础，强、中风化岩均可作为桩端持力层。

位于丘陵地段的风机，上下侧多存在岩土边坡，需采取放、护坡措施。因中风化基岩面起伏变化及球状风化现象发育，在场地整平及基坑开挖过程中，可能遇孤石或中风化岩层，应采取小规模爆破方式施工，基坑施工还可能出现岩土混合地基现象，需采取基坑超挖后设置碎石砂褥垫层等方式处理。

1.4.3 工程任务和规模

工程任务是使用风能资源来生产可再生能源电力。根据本阶段风机选型及布置，本期项目拟新建 144 台风力发电机组，其中单台容量为 6.25MW 的风机为 64 台，单台容量为 7.5MW 的风机为 80 台。并新建 1 座 330kV 汇集站，装机规模为 1000MW。规划于 2025 年底全部机组投运。

工程的建设符合国家和当地政府相关风力发电发展的法规和政策，符合当地规划，不涉及生态红线、基本农田以及国家重点林等敏感性因素，同时本工程具有一定的经济效益和良好社会环境效益，因此本工程具备了开发建设的条件。

1.4.4 风电机组选型布置和年发电量估算

本阶段暂以本期项目新建 144 台风力发电机组，其中单台容量为 6.25MW 的风机为 64 台，单台容量为 7.5MW 的风机为 80 台。作为设计输入机型进行风电场布置和发电量计算。风力发电机组拟选用变桨距、变速恒频技术，叶轮直径约 220m。轮毂高度采用 125m 方案，总装机 1000MW，全场理论发电量 3378511.6MW·h，考虑 78% 折减系数后，全场年等效上网电量 2635239.05MW·h，等效满负荷小时数为 2635h，容量系数 0.301。

1.4.5 电气

（1）电气一次

本工程建设 1 座 330kV 风电汇集站，其通过 35kV 线路汇集 1000MW 风电与电储后，以一回 330kV 线路接入 750kV 玉门变。最终接入系统以电网公司审定意见为准。

汇集站均配置 4 台主变压器，其中 3 台为容量 360MVA 的三相风冷强油循环分裂绕组有载调压变压器，变比 $345 \pm 8 \times 1.25\% / 36.75-36.75\text{kV}$ ，连接组别 YN,d11-d11。主变低压侧采用 35kV 全绝缘铜管母接至 35kV 配电装置。

330kV 采用 SF6 组合电器。

330kV 出线 1 回，至 750kV 玉门变，主变进线 4 回，采用单母线接线。

汇集站设置 7 段 35kV 母线，每台 360MVA 主变低压侧接入 2 段母线，180MVA 主变低压侧接入 1 段母线，采用单母线单元接线型式。

每母线上均配置 1 回主变进线、1 回 PT 柜、1 回接地装置、1 回 SVG 和 6/7 回集电线路（I~IV 段设 7 回风电集电线路、V~VI 段设 6 回风电集电线路、VII 段设为 6 回储能集电线路）。35kV IV 段、VI 段配置站用变出线。

35kV 部分采用 KYN 型金属铠装手车式开关柜，双列离墙布置。

为提高 330kV 系统的稳定性和风场送出电能的质量，推荐在本工程升压站 35kV 系统设置无功补偿装置。本工程暂按每台 360MVA 主变配置 72Mvar 容性和 72Mvar 感性的无功补偿设备，每台 180MVA 主变配置 36Mvar 容性和 36Mvar 感性的无功补偿设备，共配置 7 套 $\pm 36\text{Mvar}$ 无功补偿装置，分别接在 35kV I-VII 段母线上。考虑到风电场无功变化范围较大的实际情况，补偿容量推荐采用动态无功补偿装置（SVG）。在下阶段设计工作中，可根据工程接入系统批复报告及电能质量分析报告对无功补偿装置的设置容量及安装套数进行优化。

本工程共 144 台风电机组，风力发电机出口电压为 10.5kV 及 1.14kV，其中单台容量为 6.25MW 的风机为 64 台，单台容量为 7.5MW 的风机为 80 台。采用风力发电机-变压器组接线，变压器高压侧电压等级采用 35kV。集电线路采用电缆和架空相结合方式，分 42 回，其中电缆总长度 20.7km，架空线路 288.99km。

（2）电气二次

风电场按照少人值班原则设计，采用计算机监控系统来实现风电场的控制、测量、报警、操作闭锁、调度系统通信和风电场的某些管理功能，以提高风电场运行操作的可靠性、先进性、安全性和运行管理水平。

本风电场采用两套计算机监控系统，即风力发电机组监控系统和风电场升压站站计算机监控系统。本风电场随风力发电机组单独配置一套计算机监控系统完成对风力发电机组控制、监视、测量。另一套完成对升压站电气设备及箱变的控制、监视、测量。风力发电机组计算机监控系统是随风力发电机组成套供货的，并与升压站计算机监控系统进行通信。

（3）330kV 线路工程

本工程配套建设一条 330kV 送出线路，新建线路起自拟建 330kV 北山汇集站到 750kV 玉门变电站，新建线路路径总长度 94.8km。

1.4.6 消防

工程消防设计：风电场消防设计贯彻“预防为主，防消结合”方针，针对工程的具体情况，采用先进的防火技术，以保障安全，经济合理为宗旨。遏止火灾事故的发生，创造良好的消防环境。在工艺设计、材料选用、平面布置中均按照有关消防规定执行。

风电场发电设备，送、变、配电设备以及一切用电设备和线路，在运行过程中或带电状态下，由于电气短路、负荷、接触不良、静电和雷电易引起火灾。根据风力发电场自身的特点，机电消防根据不同的对象采取不同的防火技术措施，阻止电气火灾事故的发生。

电气系统的消防措施：本工程根据《高压配电装置设计技术规程》，电气设备布置全部满足电气及防火安全距离。

施工消防设计：施工场地规划中，施工区域远离易燃易爆仓库，规划合理化，总体规划应使布局紧凑，既能保证建筑物、构筑物以及电器之间必要性的防火间距，又能节省用地。

1.4.7 土建工程

本风电场规划用地方案：风电场新建 144 台风力发电机组，其中单台容量为 6.25MW 的风机为 64 台，单台容量为 7.5MW 的风机为 80 台。总装机容量为 1000MW，轮毂高度为 125 米，并新建 1 座 330kV 升压站。

风电场新建道路总长度约 215.31km。场内道路设计考虑永临结合，施工期间为满足施工及设备运输要求，运输方式采用平板车辆运输，运行期满足检修维护的需要，场内道路设计标准：道路路基宽 5.5m，路面宽 4.5m，路面结构为 20cm 厚碎石层面层。平曲线和最小转弯半径应满足风电机长叶片运输要求，本阶段考虑最小转弯半径为 35m，对应宽度为 6.5m；道路路面承载力不低于 150T，压实度达到 94%。纵坡最大控制在 12%以内。最小竖曲线半径为 500m。场内道路施工要求做好道路两侧的排水设施。

本风电场风机基础及箱变基础用地考虑 612m²。由于风机机位均位于山地上，风机机位均不受洪水和内涝影响，各台风机机位设计高程则因地制宜按所处位置确定。所有机位的施工安装场地设计高程及巡视道路，因地制宜，尽量减少土石方等工程量，节省投资。风机与民房的距离均大于 500m。

塔筒 125m 高钢塔风机基础采用钢筋混凝土扩展基础，以圆砾或以下土层作为基础持力层。混凝土强度等级为 C40，设计风机基础埋深 4.0m。基础下铺 100mm 厚 C20 素混凝土垫层。钢筋采用 HRB400。基础底板为圆形，直径约 23.5m，基础底板外缘高度 0.6m，中央厚度 3.45m，台柱直径 6.4m，台柱高度 0.75m，基础顶面高出周围地面 0.2m（已满足防潮要求）。每台风机基础钢筋砼约 850m³。部分基础可能出现土岩结合地基现象，需采取基坑超挖后设置回填等方式处理。

本项目不单独另设临时弃土场，所有土方在场内自行平衡消纳。

根据系统规划，风电场考虑新建 1 座 330kV 升压站，升压汇集站位于所属风电场中心区域。土建平面布置力求紧凑合理、出线方便、减少占地面积、节省投资。结合站址地理位置，系统接线及各级电压配电装置出线方向，确定各级电压配电装置的布置型式。

1.4.8 施工组织设计

各台风机的施工场地根据现场风机机位所在位置和四周的环境因地制宜、就地设置，灵活确定，尽量控制在 3000m²（含风机机位场地平台占地及所辖范围内的拟建道

路占地，不含边坡防护用地），困难地段安装场地还可根据实际情况酌情减小。施工、安装场地按临时租地考虑，需要多少租用多少，工程结束后，立即尽量复原退地。

工程计划分一次建设，建设工期为 12 个月，预计工程于 2025 年全部并网。工程准备期 1 个月，主体工程于 2 月初开始，10 月下旬第一组风电机组具备发电条件，12 月底机组全部投产发电，工程完工。

1.4.9 环境保护和水土保持

针对本工程行业环境污染特点及拟建区域环境特点，确定本次评价控制污染与环境保护目标为工程区周边声环境、水环境、大气环境、生态环境等，如下：

（1）工程筹备期间做好当地村民的公众参与工作。

（2）加强施工期环境保护管理，控制施工期临时占地对植被破坏，采取有效措施治理施工期扬尘和机械噪声等问题，保证工程区域环境质量不受明显影响。做好水土保持工作。

（3）控制运营期的生态影响，采取切实可行的生态恢复和污染治理措施，避免工程建设对当地的生态多样性和区域环境质量造成影响，严格 500m 的声环境防护距离，确保本工程风电场周围居民生活不受本工程风机噪声干扰，生态环境不受破坏。

1.4.10 劳动安全与工业卫生

施工期劳动安全与工业卫生对策措施

（1）在工程施工期间，必须遵守“生产经营单位新建、改建、扩建工程的安全设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用”三同时的安全规定。

（2）严格贯彻执行《建设工程安全生产管理条例》(国务院 393 号令，2004 年 2 月 1 日施行)，并对设计单位、施工单位、监理单位加强安全生产管理，按相关资质、条件和程度进行审查，明确安全生产责任，制定相应的施工安全管理方案，责成施工单位制定应急预案。

（3）加强施工监理。

（4）加强施工单位资质管理。

（5）加强施工组织设计编制与审查管理，试运阶段的安全管理。

运行期劳动安全与工业卫生对策措施

严格执行安全操作规程，对可能存在的直接危害人身安全和身体健康的危害因素

如：火灾、爆炸、电伤、机械伤害、其它伤害、噪声、震动等，按照国家有关法律法规、设计规范等的要求，在设计、施工阶段予以充分考虑，消除隐患。在运行期间建立完善的安全管理制度，备足安全生产设备，并建立相关事故应急救援预案，提高应对和防范风险与事故的能力，保证职工安全健康和公众生命安全，最大限度地减少财产损失、环境损害和社会影响。

1.4.11 工程设计概算

含送出配套费用的风电场本体工程静态投资 369316.01 万元，工程动态投资 373734.55 万元。单位千瓦静态投资 3693.16 元/kW，单位千瓦动态投资 3737.35 元/kW。

资本金占动态总投资 20%，其余为国内银行人民币贷款，长期贷款年利率按 3.00% 计算；流动资金按 40 元/KW 估算，其中 30% 为铺底流动资金，短期贷款年利率为 2.30%。建设期 1 年，建设期贷款利息 4418.54 万元，贷款按等额本金方式偿还，贷款本金采用折旧、摊销费偿还，利息进入当年财务费用。

1.4.12 财务评价与社会效果分析

本项目考虑弃风率运营期 1-5 年按 30%，运营期 6-10 年按 15%。项目考虑弃风后年平均上网电量 2338.56GW·h。

本工程财务评价，主要采用动态分析，按现行财会制度和税收法规进行测算。分析计算结果表明，本工程等效满负荷小时数为 2338.56h（考虑弃风，弃风率运营期 1-5 年按 30%，运营期 6-10 年按 15%），电价为甘肃省新能源发电侧市场化电价 0.228 元/kwh 的情况下，资本金财务内部收益率为 12.30%，总的财务指标较好。在下一阶段中，通过设计方案的优化，以及在建设过程中合理规范招标机制，亦可以有效降低工程造价，进一步提高经济效益。但在工程实施过程中应及时注意各种风险，以便采取措施，防止降低盈利能力。

1.4.13 节能降耗

风电场运行期用能主要有以下几个方面，第一是风能转换为电能时由风力发电机组转换效率产生的能源损耗，但因风能属于可再生资源也无法准确计量，所以本报告不统计风资源消耗量，只统计电能在加工转换中的机组自用电量 and 输送分配过程中产生的损耗量，主要是机组自用电、集电线路、主变及其它生产辅助设备和附属设备消耗的电能，作为介质循环使用的油工质能耗极少；第二是生活用消耗的水能工质，相

对用量较少；还有巡视检修期间车辆使用产年生的少量的汽油损耗。

耗能用电设备包括：风机、主变（含机组升压变）、环网柜、集电线路、场用变压器、无功补偿装置系统、照明系统、通风空调系统、水资源能耗等。

经初步计算，工程总耗电量约为 8735 万 kW.h/年，折合标准煤 10735 吨/年。

1.4.14 工程招标

本工程拟采用风电场 EPC 招标模式，主要涉及设计、采购、施工总承包的招标过程。这种模式要求投标人负责项目的工程设计、设备采购、施工及安装等全过程，保证项目按时按质完成。设备采购主要包括风电机组、塔架、箱式变压器、主变、开关柜、无功补偿装置、电缆、光缆等，按照各项设备分别招标采购；施工安装总承包具体工作内容主要包括：场区道路、风机安装平台施工、风机基础施工、全场机电安装施工（包括风机安装、集电线路及通信光缆施工、升压站电气安装、单项调试及整体调整等）、升压站土建工程等；设计包括工程勘察及设计。

其他服务类招标还包括监理招标。

招标工作应由业主方委托有相应资质的公司或招标代理机构组织招标，也可由业主方组织招标委员会进行招标。招标方式选择公开招标。

1.4.15 结论

甘肃巨化新能源（玉门）有限公司玉门北山 1GW 风电场工程符合国家提倡的发展可再生能源政策，可节约不可再生的一次能源，具有显着的环境效益和一定的社会效益，当地政府部门也有较高的积极性。该工程风能资源较好，各方面建设条件良好，具有较好的开发价值。

2 风能资源

2.1 区域风能资源

甘肃巨化新能源（玉门）有限公司玉门北山风电场场址位于甘肃省酒泉市玉门市花海镇，坐标大致范围为东经 98°12'至 98°20'，北纬 40°41'至 40°54'，规划面积约为 240km²。场址西南距玉门市直线距离约 105km，场址中心距离南部国道 G30 约 80km，距离东部省道 S215 约 25km。场址区域绝大部分属戈壁滩地貌，地形开阔平坦，海拔为 1420-1640m。

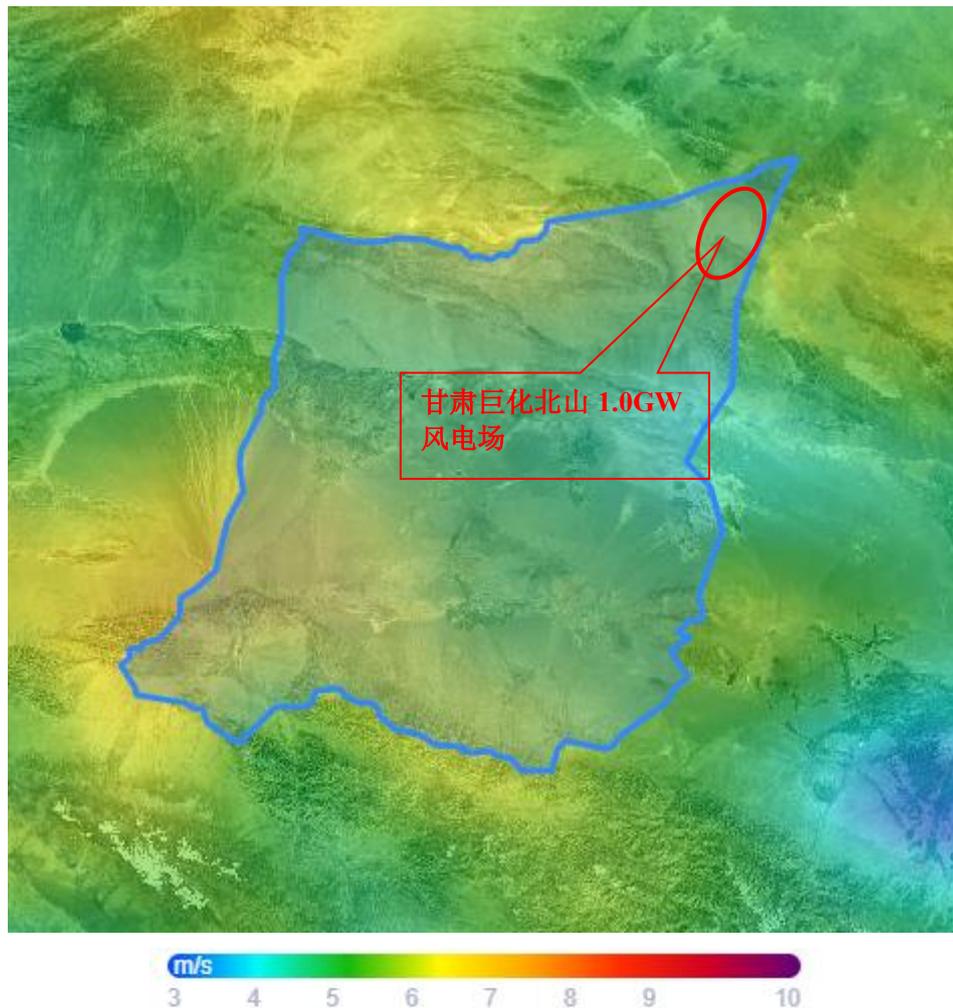


图 2.1-1 玉门市平均年风速分布图

参考中尺度数据，玉门市风资源较好，中高层年平均风速约在 5.0~7.0m/s 之间，具备较好的开发价值。

2.2 参考气象站

2.2.1 参考气象站的选择

距离巨化甘肃玉门北山 1.0GW 风电项目最近的气象站为玉门气象站，直线距离约 110km。

玉门气象站位于玉门镇南门村，东经 98°12′至 98°20′，北纬 40°41′至 40°54′，海拔 1562m，位于风电场西南约 110km 处，是距风电场最近的气象站。该气象站建于 1952 年 7 月 11 日，曾迁址两次，1959 年 7 月 24 日由玉门镇外西南方 1.5km 外迁至南门村，属于国家基本气象站。目前采用经国家鉴定的上海气象仪器厂生产的 EL 型电接风向风速仪，安装高度为 10.6m，测风设备经过标定，该站具有各气象要素的长期观测资料（30 年以上）。



图 2.2-1 玉门气象站与风电场位置示意图

2.2.2 气候特征和气象要素

2.2.2.1 气候特征

玉门市属大陆性中温带干旱气候，降水少，蒸发大，日照长；年平均气温 7.3℃；1 月份最冷，极端最低可达 -35.1℃；7 月份最热，极端最高达 38℃；年日照时数 3166.3 小时；平均无霜期为 135 天；年平均降水量为 71.7 毫米，蒸发量达 2952 毫米；年平均风速为 3.4 米/秒。

2.2.2.2 气象要素

气象站主要气候特征值见下表：

表 2.2-1 玉门气象站主要气象要素特征值

项 目		单 位	指 标
气 温	多年平均	°C	7.3
	多年极端最高	°C	38.0
	多年极端最低	°C	-35.1
气 压	多年平均	hPa	847.4
	多年平均水气压	hPa	4.9
降 水 量	多年平均年总量	mm	71.7
	最大年总量	mm	137
	1 日最大降雨量	mm	31.7
沙尘暴	多年平均日数	日	7
雷暴	多年平均日数	日	6.7
积雪	年最大积雪深度	cm	18
风 速	年最大风速	m/s	25.7
	多年平均风速	m/s	3.4
当地常年冰冻期		10 月下旬至 4 月下旬	
相对湿度		40%	

可见，地区冰冻期较长，风电场设计、运行须考虑抗寒、抗冰冻。

2.2.3 气象站风况资料分析

2.2.3.1 年际风况特征分析

平均风速的年际变化可以反映一个地区气候变化和气候状态。通过统计分析，可了解该地区气候变量中心趋势、变化幅度、分布形态和相关程度。气象站 1992 年-2021 年近 30 年历年年平均风速见表 2.2-2；风速年际变化直方图见图 2.2-2。

表 2.2-2 玉门气象站历年平均风速

年份(年)	平均风速(m/s)	年份(年)	平均风速(m/s)
1992	3.15	2007	2.98
1993	3.21	2008	2.85
1994	3.08	2009	3.05
1995	3.22	2010	3.16
1996	3.33	2011	2.64
1997	2.93	2012	2.60
1998	3.06	2013	2.63
1999	3.00	2014	2.50

2000	2.90	2015	3.00
2001	2.88	2016	3.18
2002	2.88	2017	3.21
2003	2.93	2018	3.28
2004	2.88	2019	3.20
2005	2.91	2020	3.00
2006	3.00	2021	3.60

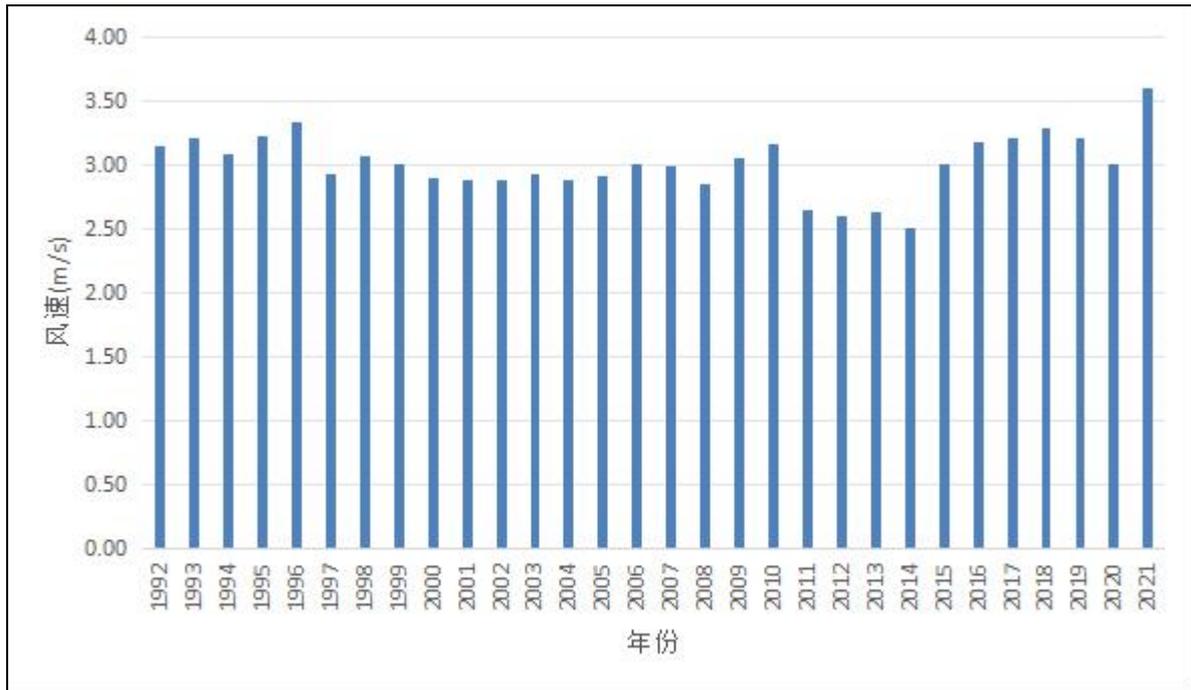


图 2.2-2 玉门气象站多年月平均风速变化直方图

由以上表、图可以看出，玉门气象站近 30 年年平均风速 3.01m/s，近 20 年年平均风速 2.97m/s，近 10 年年平均风速 3.02/s，年平均风速具有一定的起伏变化，但整体年平均风速变化不大，并且由于目前气象站平均风速数据收集有限且未覆盖测风年度，气象站数据本次评估仅作为参考。

2.2.3.2 年内风况特征分析

玉门气象站多年逐月平均风速见下图：

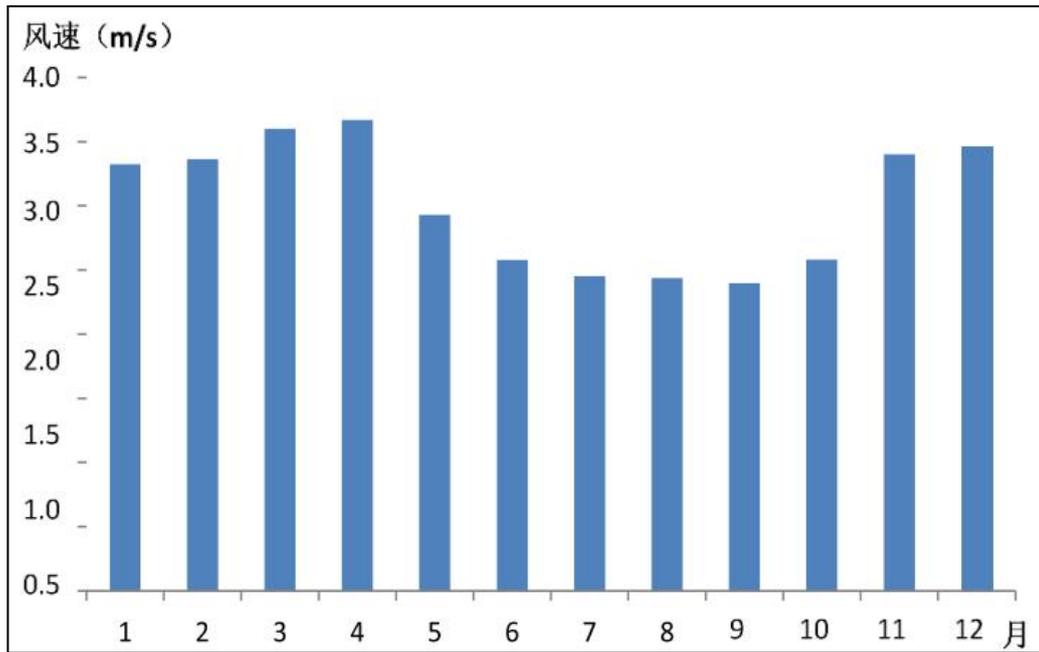


图 2.2-3 玉门气象站多年月平均风速变化直方图

可以看出，该地区冬春季风速较高，夏末秋初风速相对最低。大风月在 4 月份，小风月在 8、9 月份。

2.2.3.3 玉门气象站风向频率

根据玉门气象站近 30 年的风向频率资料进行统计分析，全年主导风向为东（E）和西（W）风。气象站多年风向玫瑰图见下图。

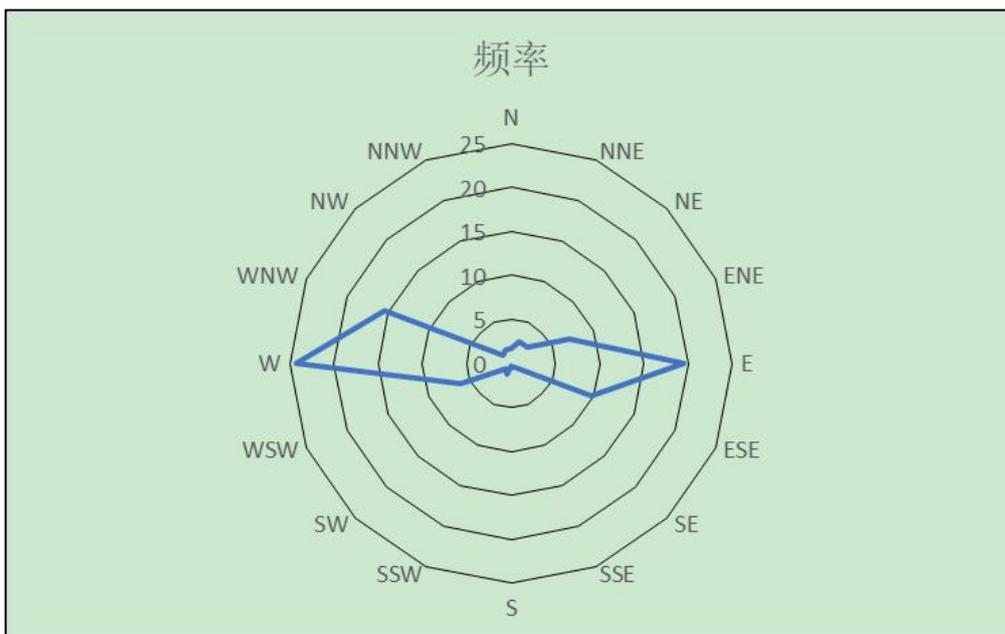


图 2.2-4 玉门气象站多年风向玫瑰图

2.2.3.4 玉门气象站最大风速

风速年最大值采用极值 I 型概率分布,根据气象站 30 年最大值样本来计算气象站 50 年一遇最大风速, 计算如下:

$$F(x)=\exp\{-\exp[-a(x-u)]\}$$

式中, μ 为分布的位置参数, 即分布的众值;

α 为分布的尺度参数。

分布的参数与均值 μ 和 α 的关系按下式确定:

$$\mu = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (V_i - \mu)^2}$$

$$\alpha = \frac{c_1}{\sigma}$$

$$u = \mu - \frac{c_2}{\alpha}$$

气象站 50 年一遇最大风速为 28.4m/s。

2.3 场址观测数据整理

2.3.1 风电场测风概况

目前, 本阶段收集到场址及附近三座 120m 高测风塔 (231103: N40°35'46.68", E98°8'8.76"测风数据时间段为: 2023/10/24~2024/11/29); (231104#: N40°36'40.5", E97°56'30.72"测风数据时间段为: 2023/10/27~2024/11/29); (231105#, N40°31'18.36", E97°59'33.42"测风数据时间段为: 2023/10/24~2024/11/29), 三测风塔测风数据时长均满足一个完整年要求。

在场址内新建三座测风塔, 两座 140m 高测风塔 (240811#: N40°38'52.02", E98°3'45.24"测风数据时间段为: 2024/8/5~2024/11/29; 240813#: N40°51'28.59", E98°14'6.98"测风数据时间段为: 2024/8/14~2024/11/29)、一座 160m 高测风塔 (240812#, N40°46'3.53", E98°10'37.54"测风数据时间段为: 2024/8/9~2024/11/29), 三测风塔测风数据时长均未达到一个完整年要求。

六座测风塔测风系统均采用 NRG 测风系统, 六座测风塔概况见表 2.3-1 所示:

表 2.3-1 测风塔基本情况一览表

测风塔	231103#	231104#	231105#	240811#	240813#	240812#
地理位置	N 40°35'46.68" E 98°8'8.76"	N 40°36'40.5" E 97°56'30.72"	N 40°31'18.36" E 97°59'33.42"	N 40°38'52.02" E 98°3'45.24"	N 40°51'28.59" E 98°14'6.98"	N 40°46'3.53" E 98°10'37.54"
海拔高度 (m)	1444	1367	1281	1509	1503	1642
测风仪器	NRG	NRG	NRG	NRG	NRG	NRG
获取测风 时段	2023/10/24~ 2024/11/29	2023/10/27~ 2024/11/29	2023/10/24~ 2024/11/29	2024/8/5~ 2024/11/29	2024/8/9~ 2024/11/29	2024/8/14~ 2024/11/29
塔高 (m)	120	120	120	140	140	160
风速 (m/s)	120mA、120mB、100m、60m、30m			140mA、140mB、120m、 100m、60m、30m		160mA、 160mB、 140m、 120m、 100m、 60m、30m
风向 (°)	118m、100m、30m			138m、100m、30m		158m、 100m、30m

本阶段收集到的三座120m测风塔（231103#、231104#、231105#）数据均满足一个完整年，但位于风电场场址周边，对场址区域风能资源代表性均一般。三座新建测风塔（240811#、240812#、240813#）虽位于场址内，但测风数据时间较短。故本阶段暂选择三座120m测风塔（231103#、231104#、231105#）数据作本场址的风资源分析，待新建三座测风塔实测数据满一年后重新进行分析，六座测风塔与场址区域相对位置示意图见图2.3-1：



图 2.3-1 测风塔与场址区域相对位置示意图

2.3.2 测风数据验证

2.3.2.1 测风数据完整性检验

对所获取的测风数据进行统计分析，其结果见表 2.3-2 和表 2.3-3 所示：

表 2.3-2 测风塔的逐月数据完整性及最高层月平均风速统计

231103#												
年份	2023											
月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
应测										1023	4320	4464
实测										936	4318	4464
完整率%										91.50	99.95	100
年份	2024											
月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
应测	4464	4176	4464	4320	4464	4320	4464	4464	4320	4464	4094	
实测	4463	4176	4464	4319	4464	4318	4464	4464	4320	4464	4094	
完整率%	99.98	100	100	99.98	100	99.95	100	100	100	100	100	
231104#												
年份	2023											
月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
应测										599	4320	4464
实测										80	4320	4464
完整率%										13.36	100	100
年份	2024											
月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
应测	4464	4176	4464	4320	4464	4320	4464	4464	4320	4464	4109	
实测	4464	4176	4464	4318	4464	4319	4464	4463	4320	4464	4109	
完整率%	100	100	100	99.95	100	99.98	100	99.98	100	100	100	
231105#												
年份	2023											
月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
应测										1028	4320	4464
实测										474	4320	4464
完整率%										46.11	100	100

率%												
231105#												
年份	2024											
月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
应测	4464	4176	4464	4320	4464	4320	4464	4464	4320	4464	4099	
实测	4463	4176	4464	4319	4464	4317	4464	4463	4320	4464	4099	
完整率%	99.98	100	100	99.98	100	99.93	100	99.98	100	100	100	
240811#												
年份	2024											
月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
应测								3813	4320	4464	4114	
实测								4463	4320	4464	4114	
完整率%								87.80	100	100	100	
240812#												
年份	2024											
月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
应测								2217	4319	4464	4123	
实测								2469	4320	4464	4123	
完整率%								89.79	99.99	100	100	
240813#												
年份	2024											
月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
应测								2784	4319	4464	4129	
实测								3202	4320	4464	4129	
完整率%												

表 2.3-3 测风塔数据完整率统计

测风塔	数据通道	应测数目	缺测数目	数据完整率
231103#	各层通道	57821	93	99.84%
231104#	各层通道	57412	523	99.09%
231105#	各层通道	57831	560	99.03%
240811#	各层通道	16711	465	97.22%
240812#	各层通道	15376	253	98.35%
240813#	各层通道	57831	419	97.40%

从逐月数据完整率统计结果可以得出：测风塔 231103#、231104#、231105#、240812#四座塔在测风期间内有数据缺测现象高于《风电场风能资源测量方法》（GB/T 18709-2002）中要求关于现场采集的测风数据完整率大于 98%的要求。测风塔 240811#、240813#略低于要求，但缺测数据主要集中在数据开始测量阶段，属正常现象。

2.3.2.2 测风数据合理性检验

剔除测风塔各层间风速差异过大的数据点（依据《风电场风能资源评估方法》提出的不同高度风速差的合理范围确定）、风向冰冻的数据点、风向趋势差异大的不合理数据点，得到测风塔不同高度的不合理数据及有效数据完整率的统计结果，详见表 2.3-4 所示。

表 2.3-4 测风塔数据范围检验统计

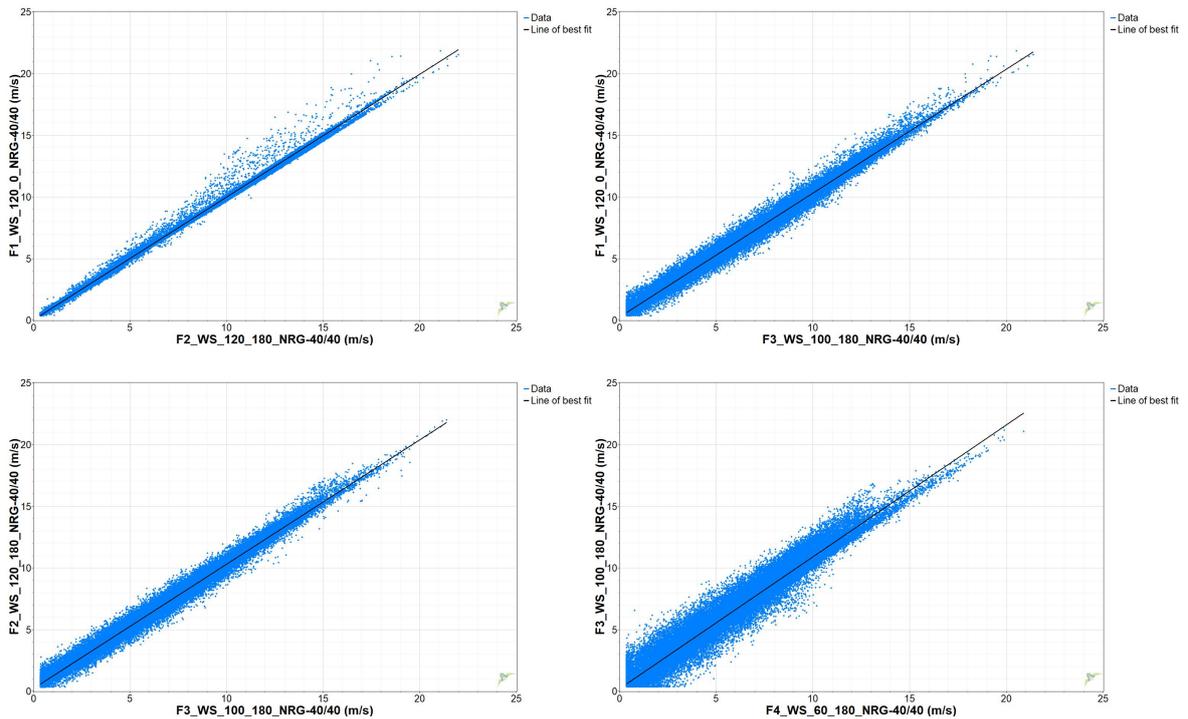
测风塔	检验参数	参考范围	检验段日期	不合理数据(个)
231103#	10min 平均风速	0m/s~40m/s	2023/10/24~ 2024/11/29	0
	10min 平均风向	0°~360°		0
	10min 平均气温	-40°C~50°C		0
	10min 平均气压	50kPa~110kPa		0
	相对湿度均值	0%~100%		0
231104#	10min 平均风速	0m/s~40m/s	2023/10/27~ 2024/11/29	0
	10min 平均风向	0°~360°		0
	10min 平均气温	-40°C~50°C		0
	10min 平均气压	50kPa~110kPa		0
	相对湿度均值	0%~100%		0
231105#	10min 平均风速	0m/s~40m/s	2023/10/24~ 2024/11/29	0
	10min 平均风向	0°~360°		0
	10min 平均气温	-40°C~50°C		0
	10min 平均气压	50kPa~110kPa		0
	相对湿度均值	0%~100%		0
240811#	10min 平均风速	0m/s~40m/s	2024/8/5~ 2024/11/29	0
	10min 平均风向	0°~360°		0
	10min 平均气温	-40°C~50°C		0
	10min 平均气压	50kPa~110kPa		0
	相对湿度均值	0%~100%		0
240812#	10min 平均风速	0m/s~40m/s	2024/8/9~	0

	10min 平均风向	0°~360°	2024/11/29	0
	10min 平均气温	-40°C~50°C		0
	10min 平均气压	50kPa~110kPa		0
	相对湿度均值	0%~100%		0
240813#	10min 平均风速	0m/s~40m/s	2024/8/14~ 2024/11/29	0
	10min 平均风向	0°~360°		0
	10min 平均气温	-40°C~50°C		0
	10min 平均气压	50kPa~110kPa		0
	相对湿度均值	0%~100%		0

由上表统计结果可知，三座测风塔实测数据范围检验结果均在合理范围内，测风至今测风质量极好。

2.3.2.3 测风数据相关性及相关趋势性检验

将 231103#测风塔 30m、60m、100m、120mA 和 120mB 不同高度的实测数据两两相关，得各层相关性见图 2.3-2 和表 2.3-5。



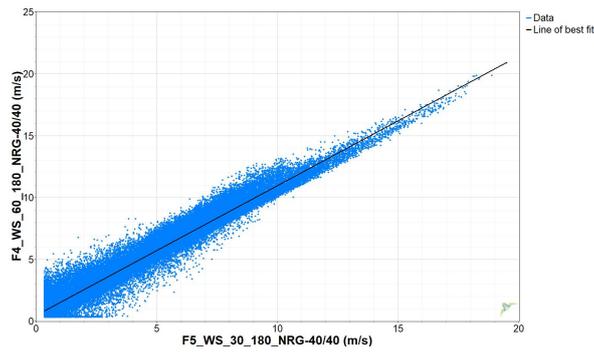


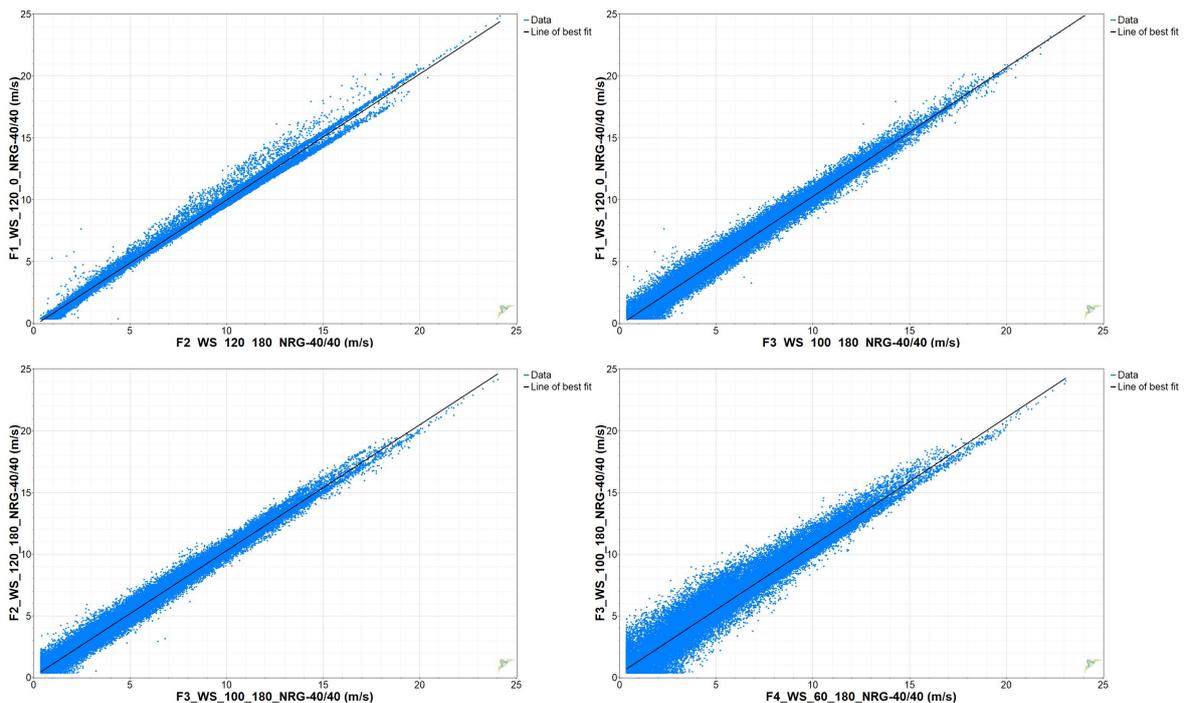
图2.3-2 231103#测风塔各层风速相关性

表 2.3-5 231103#测风塔各层风速相关系数

不同高度	线性拟合方程	相关系数 R
120mA 风速 vs.120mB 风速	$Y=0.99544X-0.043231$	0.9983
120mA 风速 vs.100m 风速	$Y=1.0051X+0.25579$	0.9926
120mB 风速 vs.100m 风速	$Y=1.0085X+0.22134$	0.9931
100m 风速 vs.60m 风速	$Y=1.0705X+0.20326$	0.9705
60m 风速 vs.30m 风速	$Y=1.0497X+0.46449$	0.9695

从 231103#测风塔不同高度的风速相关性图像及相关系数来看，各高度层测风数据的相互印证性均较好。

将 231104#测风塔 30m、60m、100m、120mA 和 120mB 不同高度的实测数据两两相关，得各层相关性见图 2.3-3 和表 2.3-6。



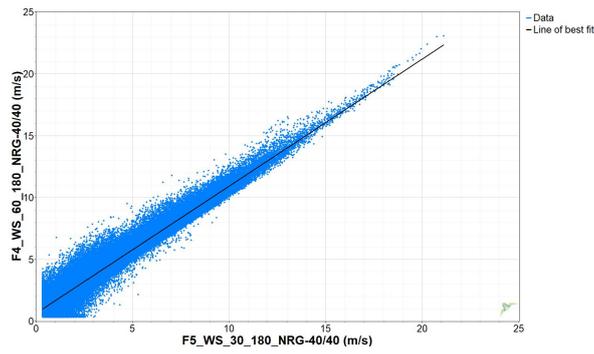
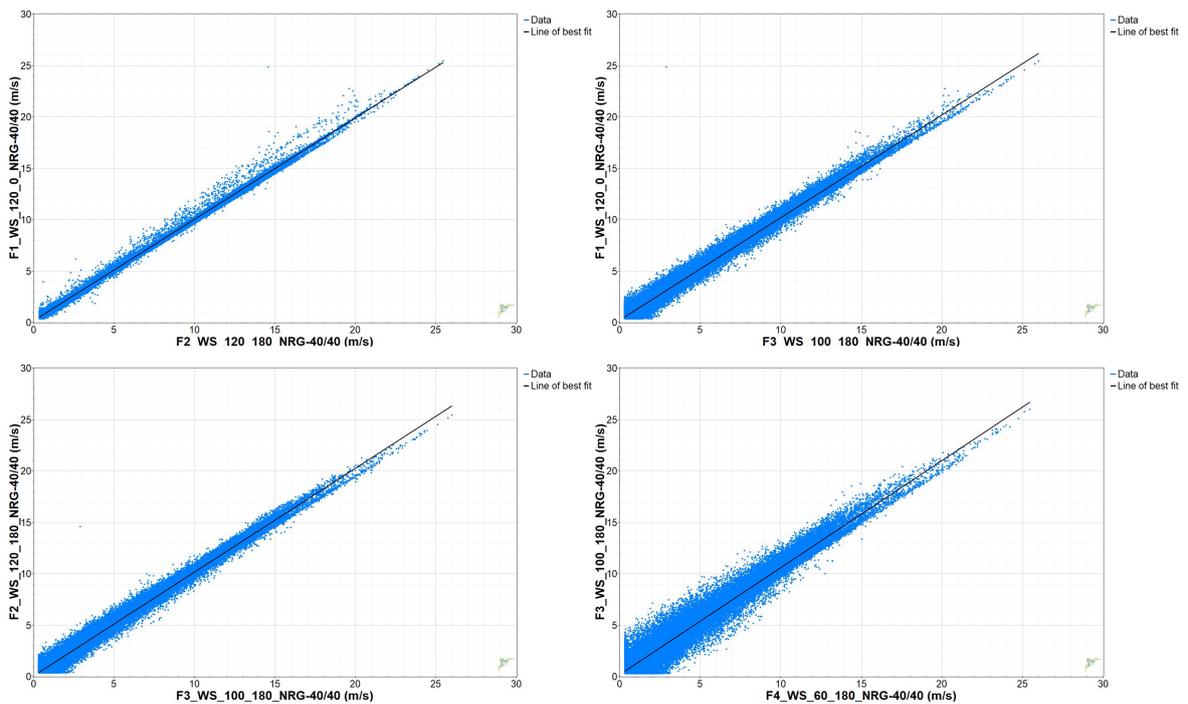


图2.3-3 231104#测风塔各层风速相关性
表 2.3-6 231104#测风塔各层风速相关系数

不同高度	线性拟合方程	相关系数 R
120mA 风速 vs.120mB 风速	$Y=1.0183X-0.20687$	0.9966
120mA 风速 vs.100m 风速	$Y=1.0402X-0.12065$	0.9915
120mB 风速 vs.100m 风速	$Y=1.0192X+0.098554$	0.9927
100m 风速 vs.60m 风速	$Y=1.0378X+0.32964$	0.9692
60m 风速 vs.30m 风速	$Y=1.0272X+0.66299$	0.9703

从 231104#测风塔不同高度的风速相关性图像及相关系数来看，各高度层测风数据的相互印证性均较好。

将 231105#测风塔 30m、60m、100m、120mA 和 120mB 不同高度的实测数据两两相关，得各层相关性见图 2.3-4 和表 2.3-7。



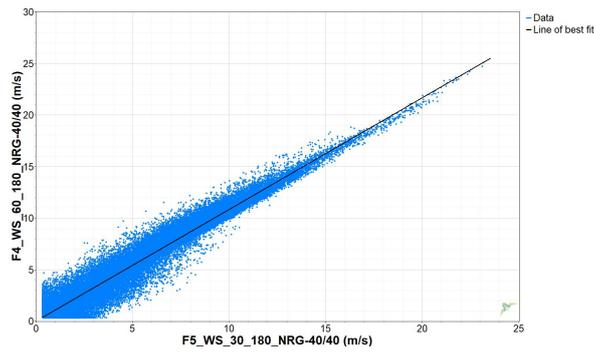
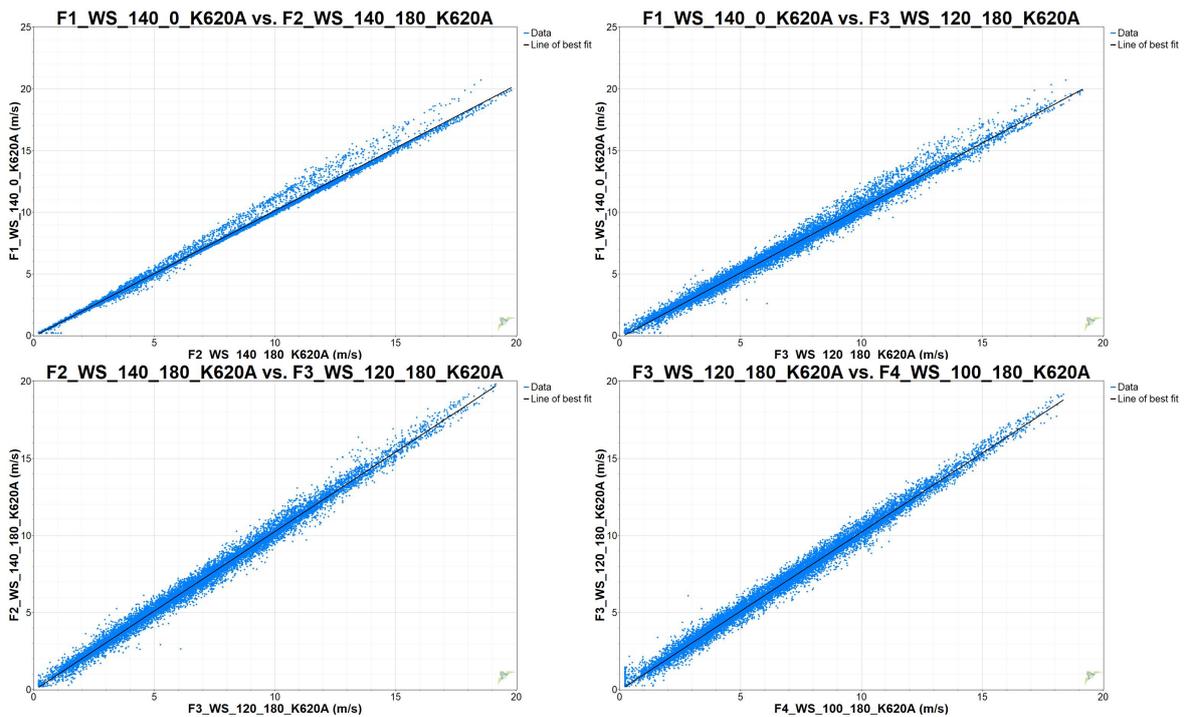


图2.3-4 231105#测风塔各层风速相关性
表 2.3-7 231105#测风塔各层风速相关系数

不同高度	线性拟合方程	相关系数 R
120mA 风速 vs.120mB 风速	$Y=0.98834X+0.15591$	0.9985
120mA 风速 vs.100m 风速	$Y=0.99810X+0.22593$	0.9930
120mB 风速 vs.100m 风速	$Y=1.0096X+0.072515$	0.9942
100m 风速 vs.60m 风速	$Y=1.0420X+0.17883$	0.9776
60m 风速 vs.30m 风速	$Y=1.0830X+0.025628$	0.9752

从 231105#测风塔不同高度的风速相关性图像及相关系数来看，各高度层测风数据的相互印证性均较好。

将 240811#测风塔 30m、60m、100m、120m、140mA 和 140mB 不同高度的实测数据两两相关，得各层相关性见图 2.3-5 和表 2.3-8。



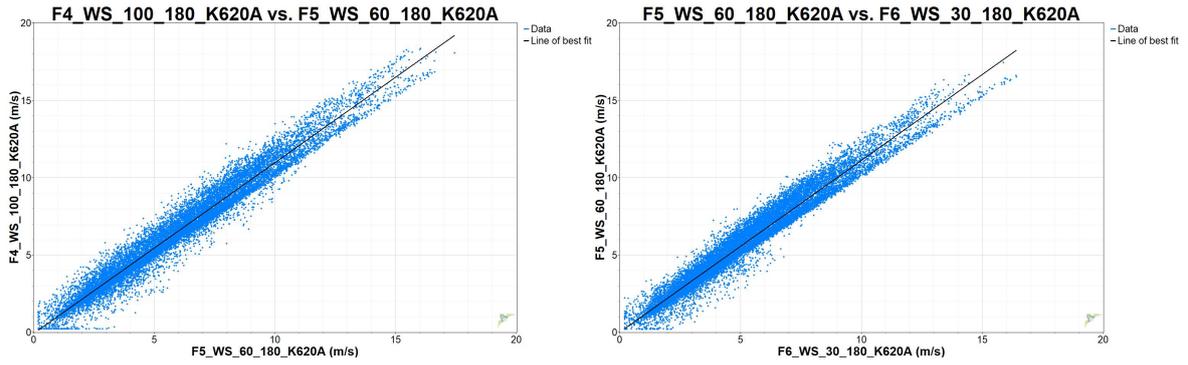
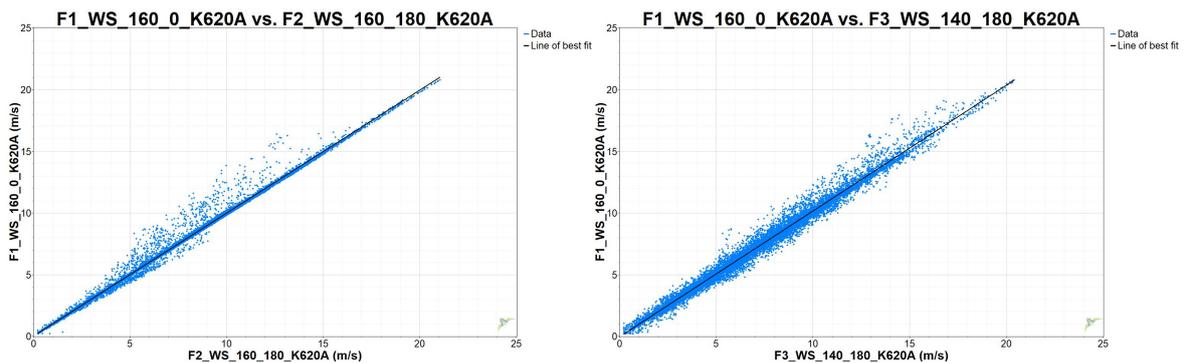


图2.3-5 240811#测风塔各层风速相关性
表 2.3-8 240811#测风塔各层风速相关系数

不同高度	线性拟合方程	相关系数 R
140mA 风速 vs.140mB 风速	$Y=1.0194X-0.092877$	0.9978
140mA 风速 vs.120m 风速	$Y=1.0520X-0.16240$	0.9944
140mB 风速 vs.120m 风速	$Y=1.0313X-0.063384$	0.9959
120m 风速 vs.100m 风速	$Y=1.0250X-0.035141$	0.9953
100m 风速 vs.60m 风速	$Y=1.1057X-0.094571$	0.9796
60m 风速 vs.30m 风速	$Y=1.1105X+0.017116$	0.9770

从 240811#测风塔不同高度的风速相关性图像及相关系数来看，各高度层测风数据的相互印证性均较好。

将 240812#测风塔 30m、60m、100m、120m、140m、160mA 和 160mB 不同高度的实测数据两两相关，得各层相关性见图 2.3-6 和表 2.3-9。



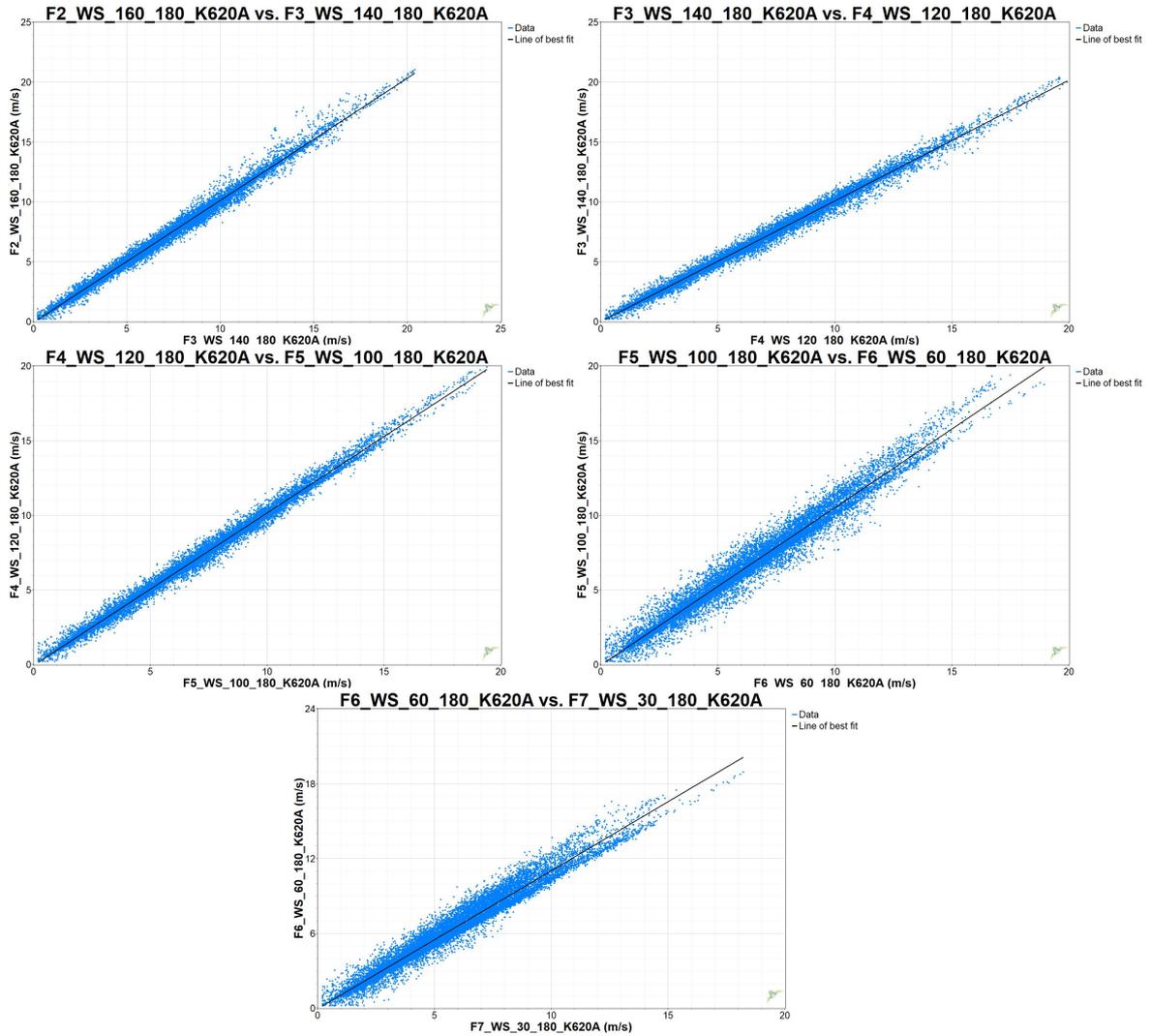


图2.3-6 240812#测风塔各层风速相关性
表 2.3-9 240812#测风塔各层风速相关系数

不同高度	线性拟合方程	相关系数 R
160mA 风速 vs.160mB 风速	$Y=0.99634X+0.050129$	0.9961
160mA 风速 vs.140m 风速	$Y=1.0192X-0.033213$	0.9930
160mB 风速 vs.140m 风速	$Y=1.0208X-0.069088$	0.9948
140m 风速 vs.120m 风速	$Y=1.0084X-0.0066733$	0.9952
120m 风速 vs.100m 风速	$Y=1.0210X-0.048728$	0.9956
100m 风速 vs.60m 风速	$Y=1.0541X-0.042105$	0.9822
60m 风速 vs.30m 风速	$Y=1.1055X-0.036379$	0.9780

从 240812#测风塔不同高度的风速相关性图像及相关系数来看，各高度层测风数据的相互印证性均较好。

将 240813#测风塔 30m、60m、100m、120m、140mA 和 140mB 不同高度的实测

数据两两相关，得各层相关性见图 2.3-7 和表 2.3-10。

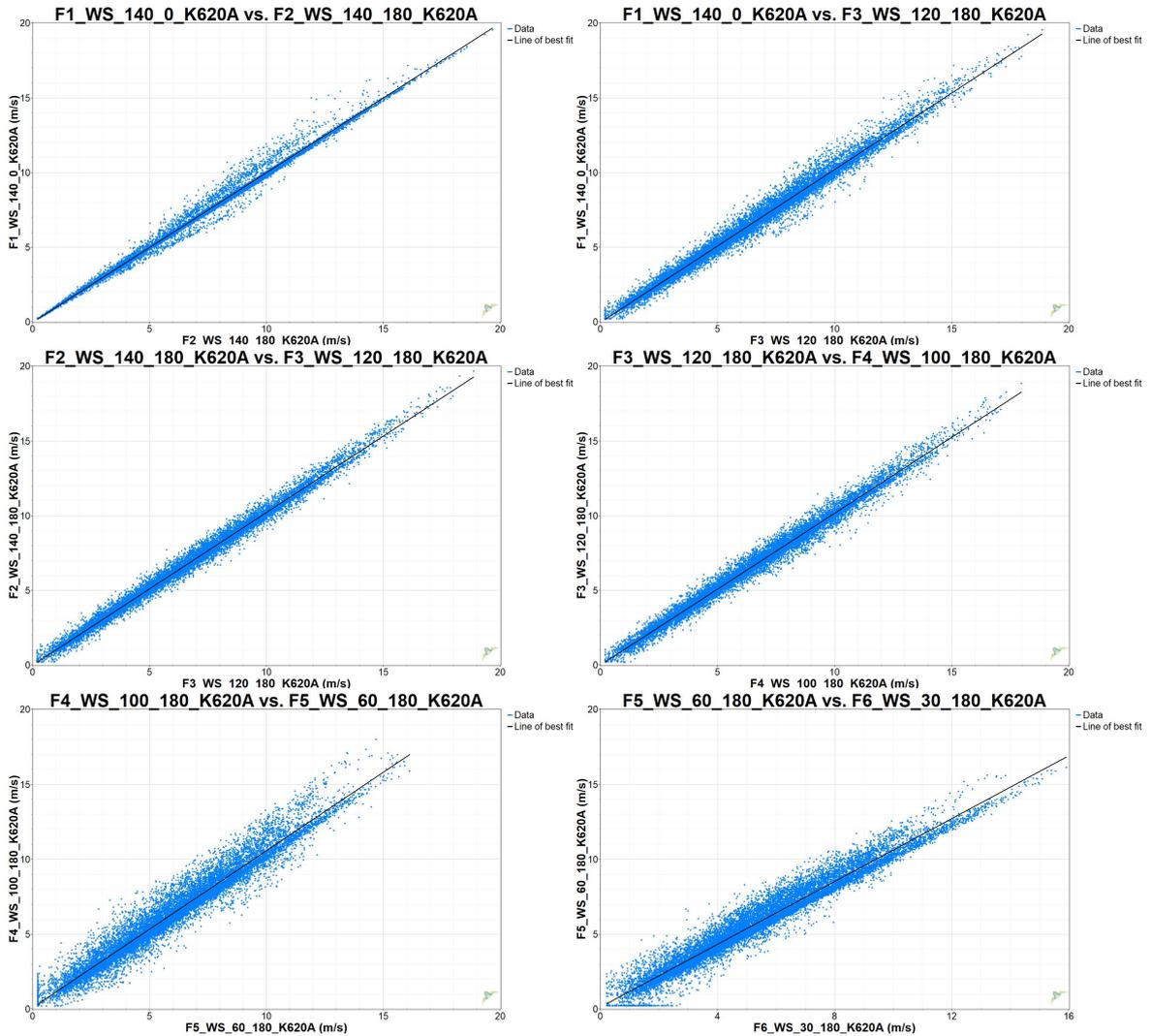


图2.3-7 240813#测风塔各层风速相关性
表 2.3-10 240813#测风塔各层风速相关系数

不同高度	线性拟合方程	相关系数 R
140mA 风速 vs.140mB 风速	$Y=1.0011X-0.030482$	0.9967
140mA 风速 vs.120m 风速	$Y=1.0247X-0.057545$	0.9922
140mB 风速 vs.120m 风速	$Y=1.0235X-0.026683$	0.9953
120m 风速 vs.100m 风速	$Y=1.0149X-0.0011725$	0.9930
100m 风速 vs.60m 风速	$Y=1.0480X+0.091179$	0.9724
60m 风速 vs.30m 风速	$Y=1.0491X+0.13017$	0.9513

从 240813#测风塔不同高度的风速相关性图像及相关系数来看，各高度层测风数据的相互印证性均较好。

231103#、231104#、231105#三测风塔于 2023.10.27-2024.11.29 存在同期测风数据，

现对其同期 120m 高度同期风速数据相关性进行分析，得相关性结果见图 2.3-8 与表 2.3-11。

三测风塔于 2023.10.27-2024.11.29 存在同期测风数据，现对其同期 120m 高度同期风速数据相关性进行分析，得相关性结果见图 2.3-5 与表 2.3-8。

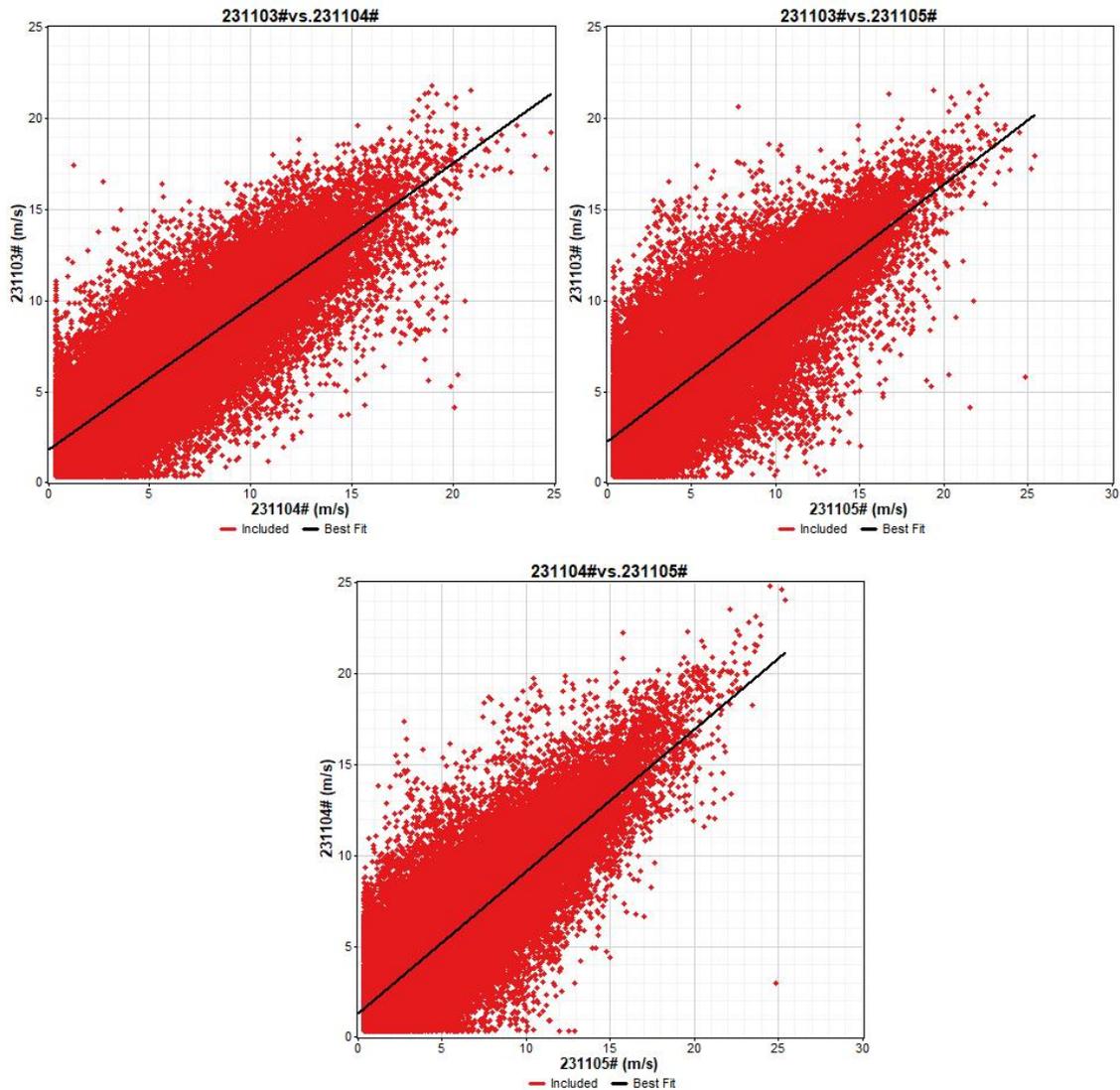


图2.3-8 各测风塔120m高度同期风速相关性
表 2.3-11 各测风塔 120m 高度同期风速相关系数

不同测风塔	线性拟合方程	相关系数 R
231103#风速 vs 231104#风速	$Y=0.787X+1.823$	0.8379
231103#风速 vs 231105#风速	$Y=0.703X+2.305$	0.8118
231104#风速 vs 23005#风速	$Y=0.779X+1.339$	0.8444

从三测风塔 120m 高度的同期风速相关性图像及相关系数来看，各测风塔间测风数据的相互印证性较好。

240811#、240812#、240813#三测风塔于 2024.8.14-2024.11.29 存在同期测风数据，现对其同期 140m 高度同期风速数据相关性进行分析，得相关性结果见图 2.3-9 与表 2.3-12。

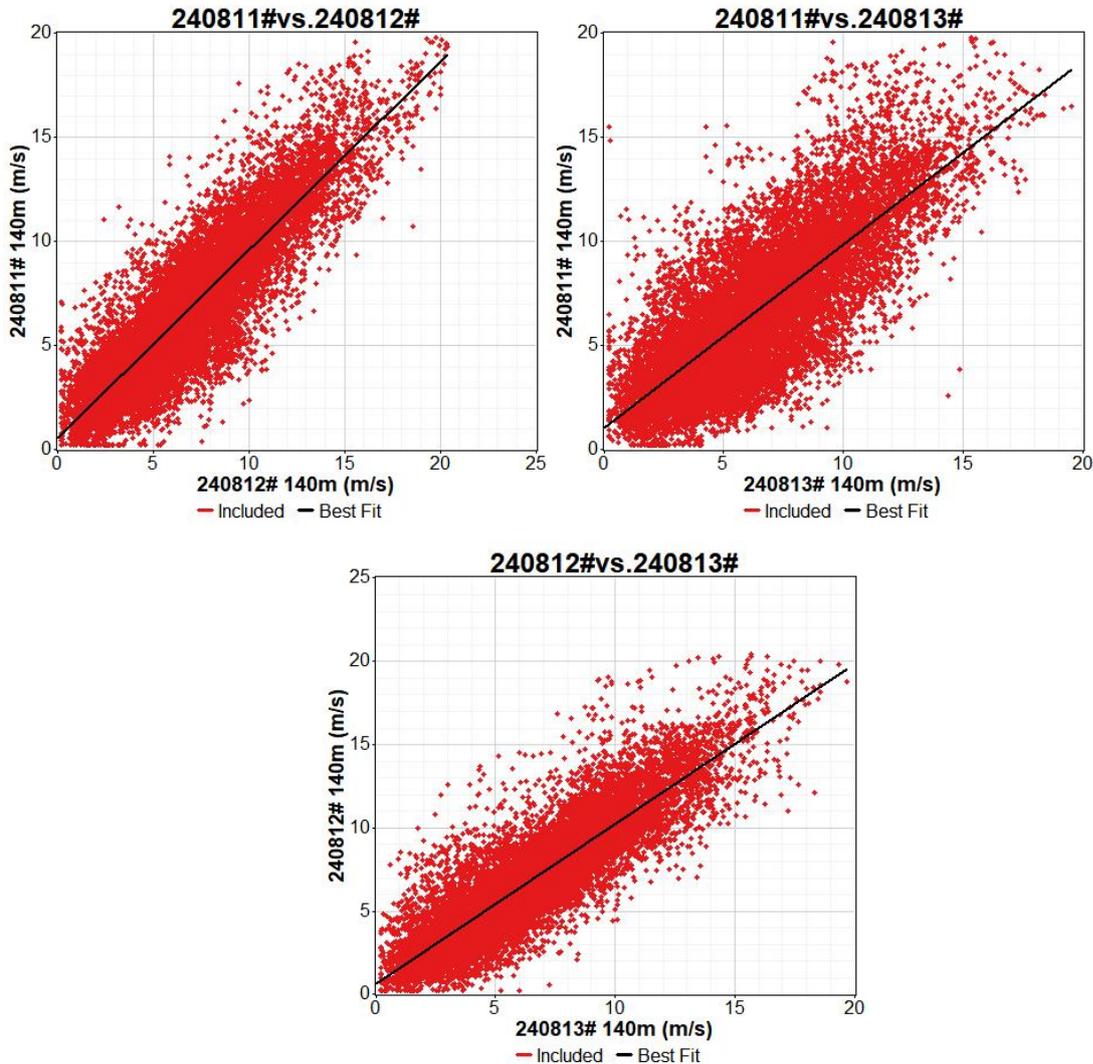


图2.3-9 各测风塔140m高度同期风速相关性
表 2.3-12 各测风塔 140m 高度同期风速相关系数

不同测风塔	线性拟合方程	相关系数 R
240811#风速 vs 240812#风速	$Y=0.556X+0.902$	0.8815
240811#风速 vs 240813#风速	$Y=0.881X+1.056$	0.7899
240812#风速 vs 240813#风速	$Y=0.643X+0.962$	0.8792

从三测风塔 140m 高度的同期风速相关性图像及相关系数来看，各测风塔间测风数据的相互印证性较好。

三座新建测风塔（240811#、240812#、240813#）与原距离场址最近测风塔 231103# 于 2024.8.14-2024.11.29 存在同期测风数据，现对其同期 120m 高度同期风速数据相关

性进行分析，得相关性结果见图 2.3-10 与表 2.3-13。

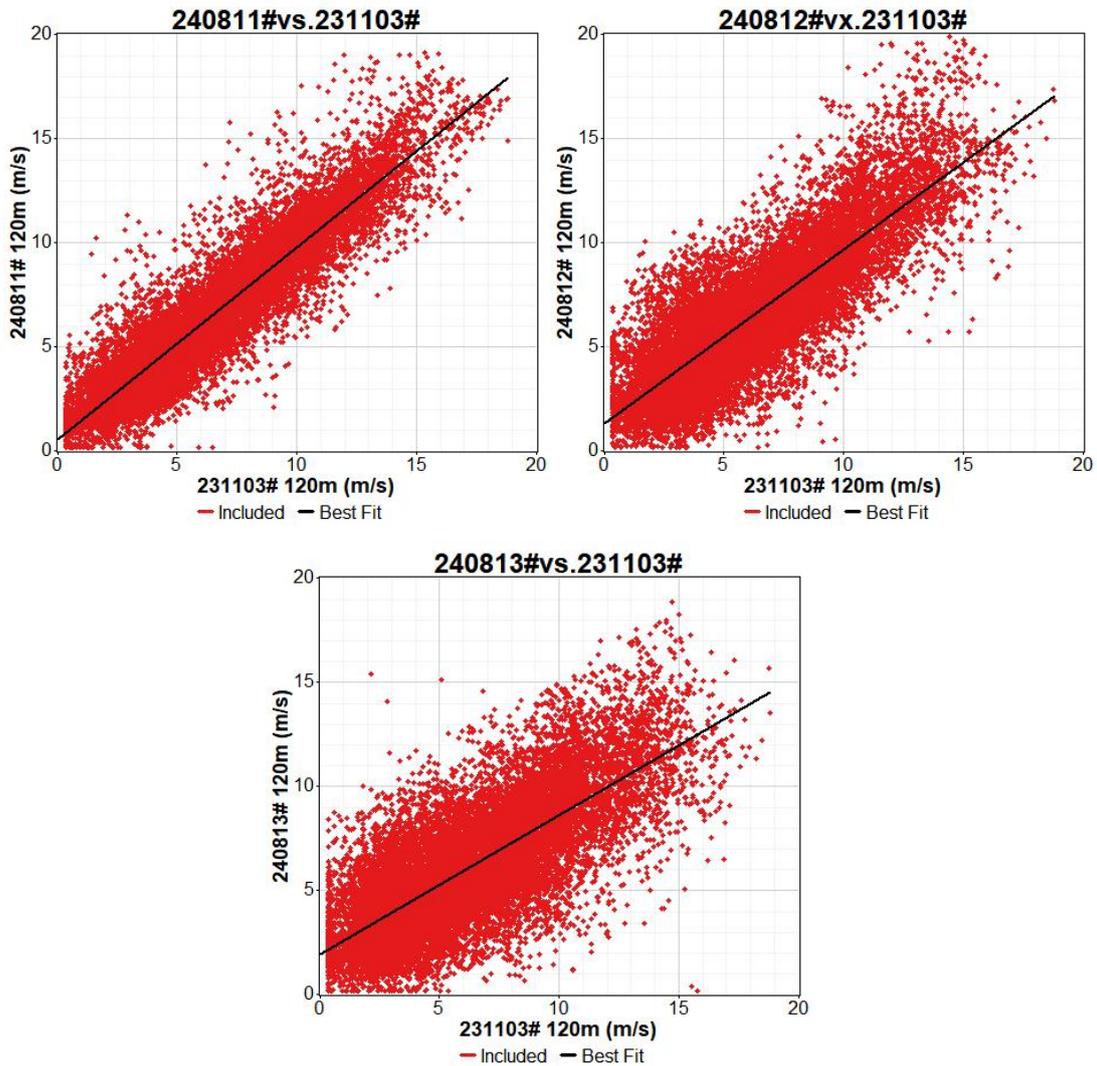


图2.3-10 各测风塔120m高度同期风速相关性
表 2.3-13 各测风塔 120m 高度同期风速相关系数

不同测风塔	线性拟合方程	相关系数 R
240811#风速 vs 231103#风速	$Y=0.574X+0.921$	0.9241
240812#风速 vs 231103#风速	$Y=1.346X+0.835$	0.8367
240813#风速 vs 231103#风速	$Y=1.965X+0.666$	0.7423

从三座新建测风塔 120m 高度与原距离场区最近测风塔 231103#的同期风速相关性图像及相关系数来看，各测风塔间测风数据的相互印证性较好。相关系数随两测风塔距离增加减小。

剔除不合理的风向数据后，对六座测风塔不同高度的风向数据进行分析，风向分布图见图 2.3-11~13 所示。

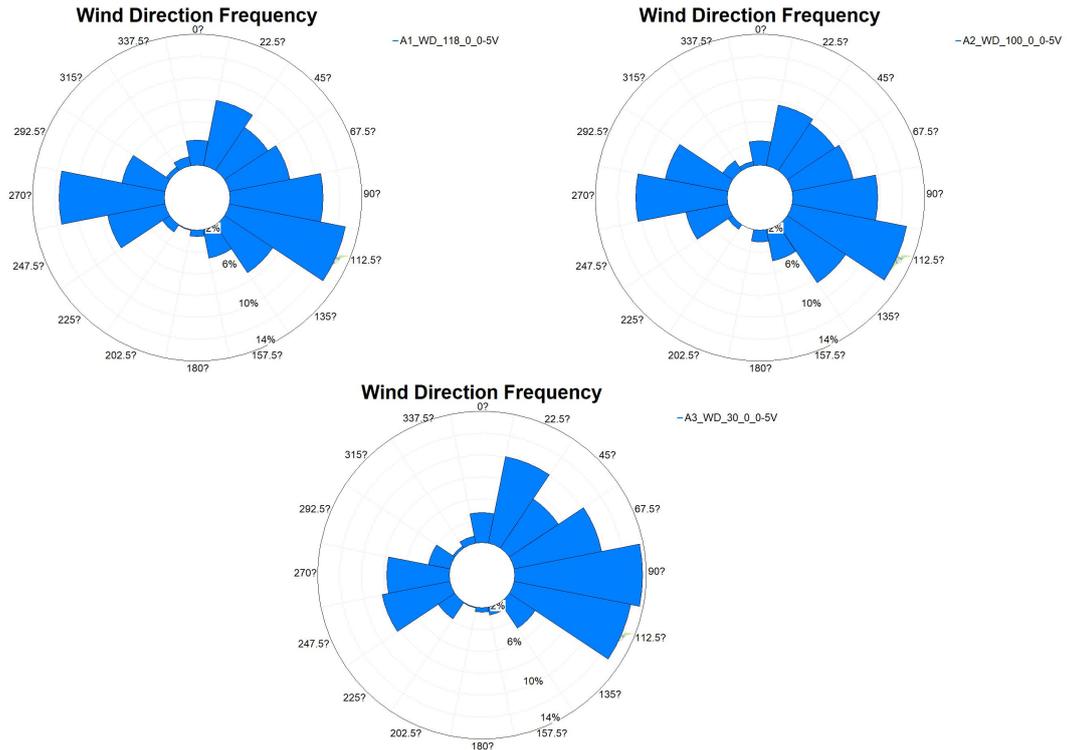


图 2.3-11 231103#测风塔 118m（左）、100m（右）和 30m（下）高度的风向分布图

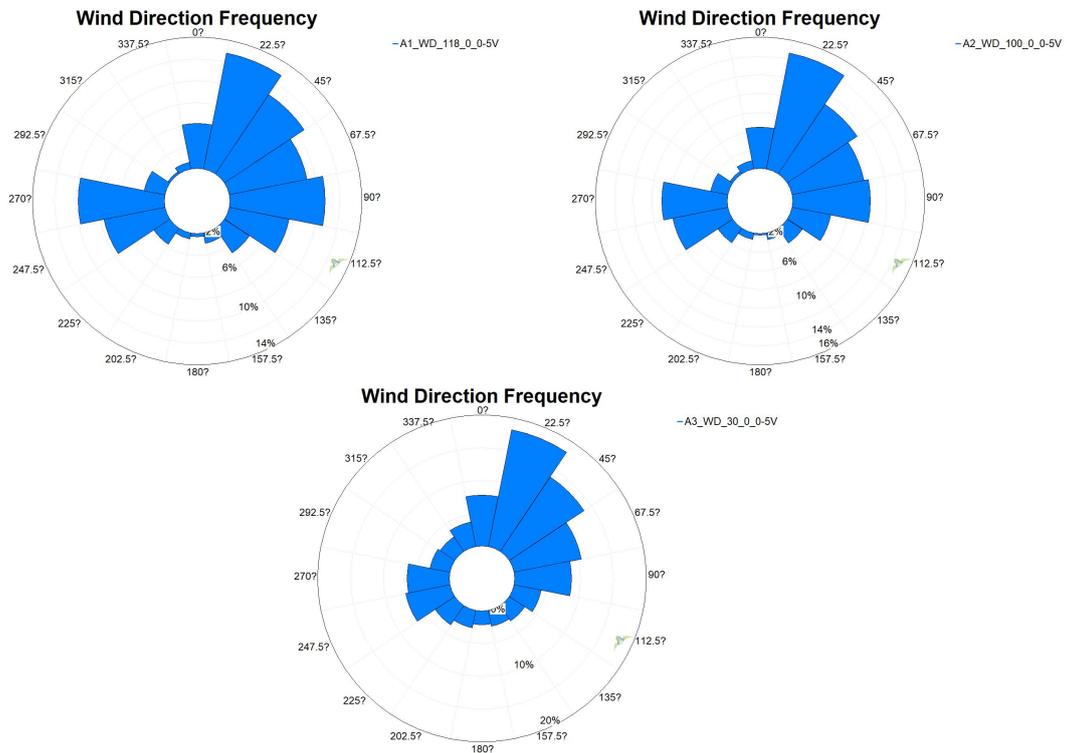


图 2.3-12 231104#测风塔 118m（左）、100m（右）和 30m（下）高度的风向分布图

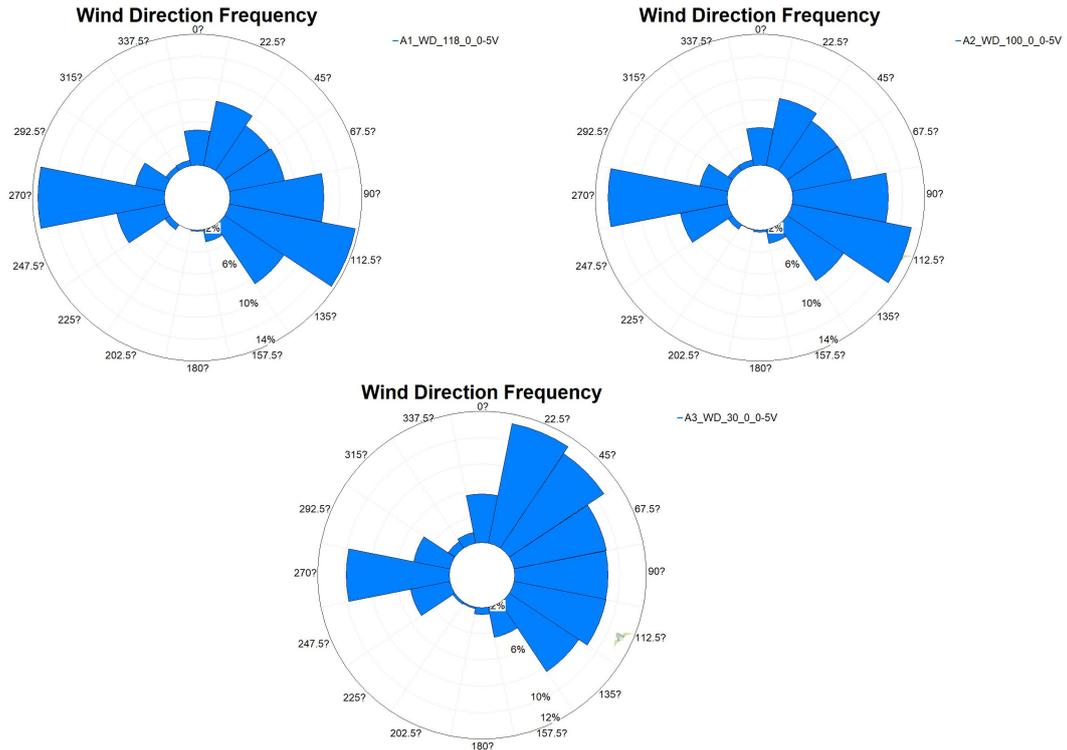


图 2.3-13 231105#测风塔 118m（左）、100m（右）和 30m（下）高度的风向分布图

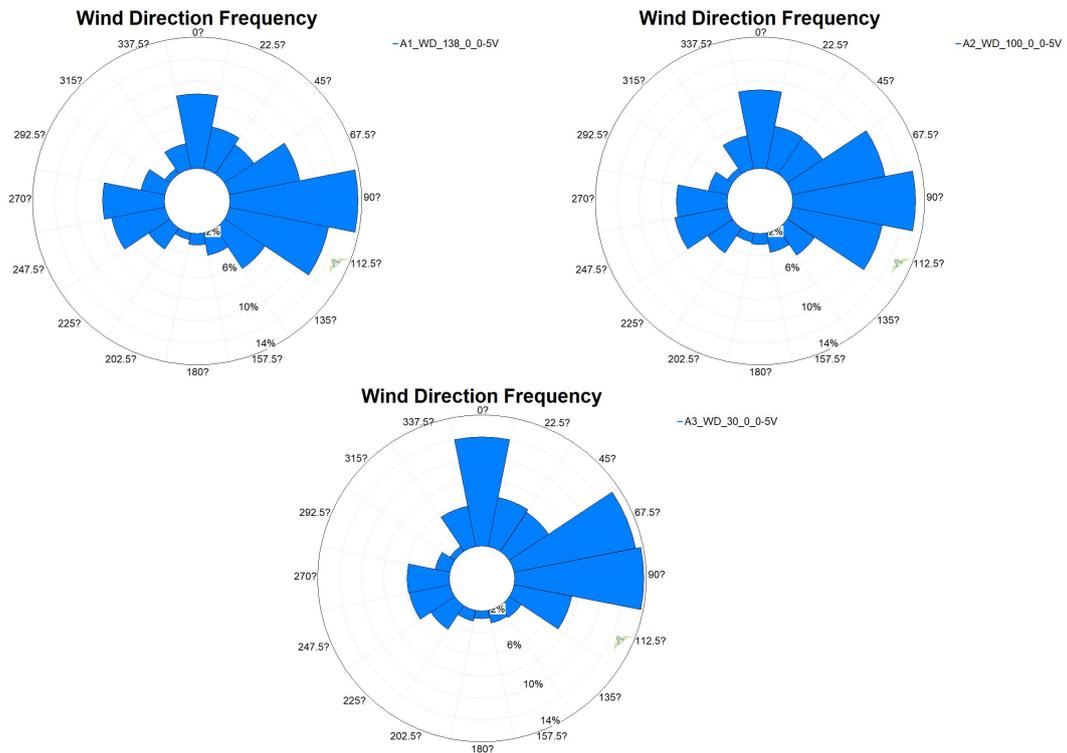


图 2.3-14 240811#测风塔 138m（左）、100m（右）和 30m（下）高度的风向分布图

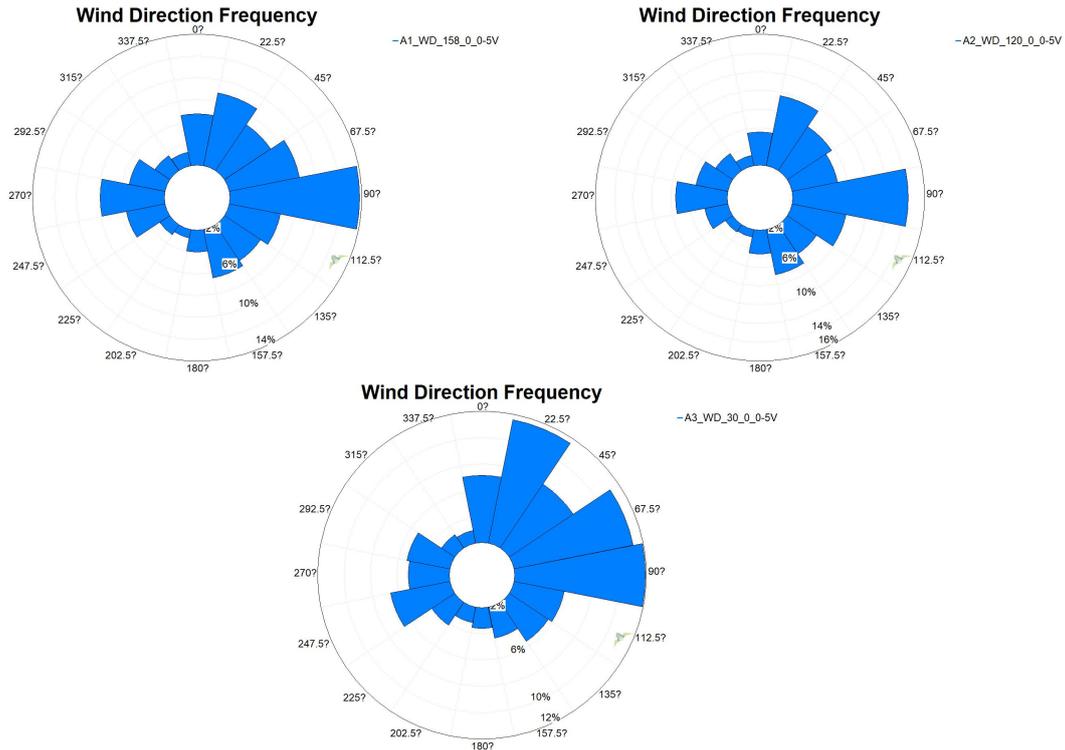


图 2.3-15 241812#测风塔 158m（左）、120m（右）和 30m（下）高度的风向分布图

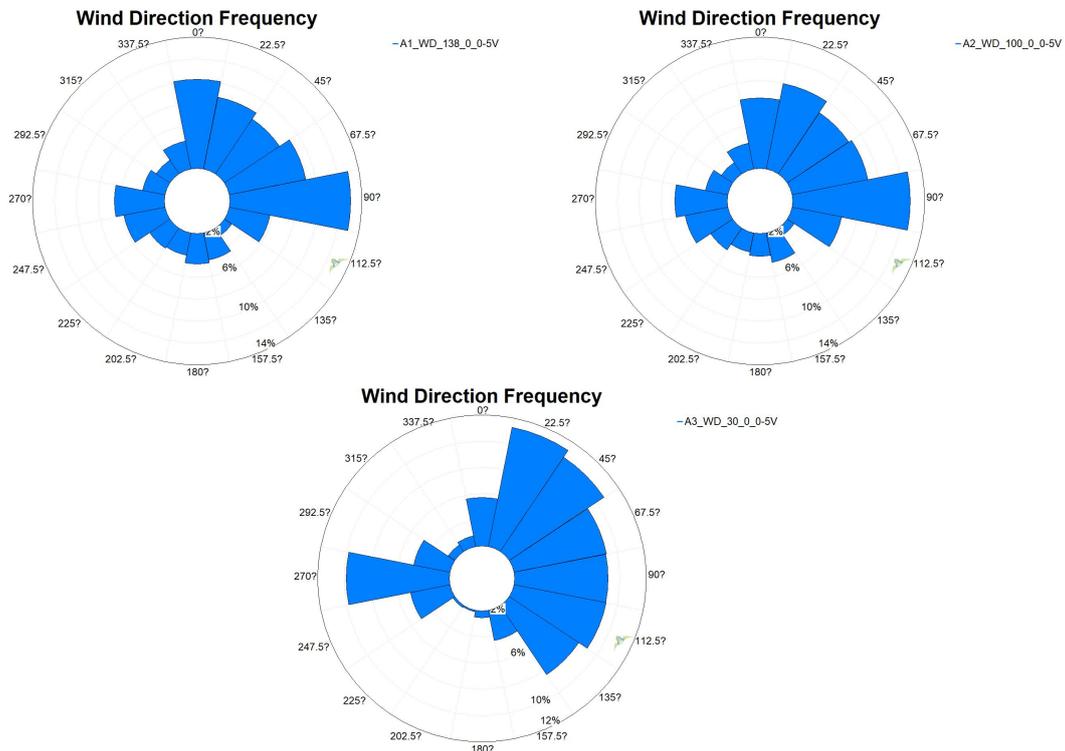


图 2.3-13 231105#测风塔 138m（左）、100m（右）和 30m（下）高度的风向分布图

由风向分布可知，六测风塔最高高度和 100m 高度风向均基本一致，30m 高度略有偏差，初步判断因为地表障碍物情况导致。231103#测风塔主导风向主要为 W、ESE；231104#测风塔主导风向为 W、NNE；231105#测风塔主导风向为 W、ESE；240811#

测风塔主导风向主要为 W、E；240812#测风塔主导风向为 E、NNE；240813#测风塔主导风向为 E、NNE。从风向分布上来看，六测风塔风向情况略有差别，但主导风向总体较为接近，均为 W、E 方向。可见本场址的复杂地形条件对场址的风能方向有一定的影响。

测风塔实测数据相关性及相关趋势性检验结果统计如下表所列：

表 2.3-14 测风塔数据相关性检验统计

测风塔	检验参数	参考范围	检验段日期	不合理数据(个)
231103#	相同高度 10min 平均风速差	0m/s~2m/s	2023/10/24~ 2024/11/29	0
	相差 20m 高度 10min 平均风速差	0m/s~3m/s		0
	相差 40m 高度 10min 平均风速差	0m/s~5m/s		0
	相差 20m 高度 10min 平均风向差	0°~22.5°		0
231104#	相同高度 10min 平均风速差	0m/s~2m/s	2023/10/27 ~ 2024/11/29	0
	相差 20m 高度 10min 平均风速差	0m/s~3m/s		0
	相差 40m 高度 10min 平均风速差	0m/s~5m/s		0
	相差 20m 高度 10min 平均风向差	0°~22.5°		0
231105#	相同高度 10min 平均风速差	0m/s~2m/s	2023/10/24 ~ 2024/11/29	0
	相差 20m 高度 10min 平均风速差	0m/s~3m/s		0
	相差 40m 高度 10min 平均风速差	0m/s~5m/s		0
	相差 20m 高度 10min 平均风向差	0°~22.5°		0
240811#	相同高度 10min 平均风速差	0m/s~2m/s	2024/8/5~ 2024/11/29	0
	相差 20m 高度 10min 平均风速差	0m/s~3m/s		0
	相差 40m 高度 10min 平均风速差	0m/s~5m/s		0
	相差 20m 高度 10min 平均风向差	0°~22.5°		0
240812#	相同高度 10min 平均风速差	0m/s~2m/s	2024/8/9 ~ 2024/11/29	0
	相差 20m 高度 10min 平均风速差	0m/s~3m/s		0
	相差 40m 高度 10min 平均风速差	0m/s~5m/s		0
	相差 20m 高度 10min 平均风向差	0°~22.5°		0
240813#	相同高度 10min 平均风速差	0m/s~2m/s	2023/8/14 ~ 2024/11/29	0
	相差 20m 高度 10min 平均风速差	0m/s~3m/s		0
	相差 40m 高度 10min 平均风速差	0m/s~5m/s		0
	相差 20m 高度 10min 平均风向差	0°~22.5°		0

表 2.3-15 测风塔数据趋势检验统计

测风塔	检验参数	参考范围	检验段日期	不合理数据(个)
231103#	1h 平均风速变化绝对值	0m/s~6m/s	2023/10/24~ 2024/11/29	0
	1h 平均气温变化	-5°C~5°C		0
	3h 平均气压变化	-1kPa~1kPa		0
	风速连续无变化连续时间	小于 6h		0
	风向连续无变化连续时间	非静风条件下 小于 6h		0
231104#	1h 平均风速变化绝对值	0m/s~6m/s	2023/10/27 ~2024/11/29	0
	1h 平均气温变化	-5°C~5°C		0
	3h 平均气压变化	-1kPa~1kPa		0
	风速连续无变化连续时间	小于 6h		0
	风向连续无变化连续时间	非静风条件下 小于 6h		0
231105#	1h 平均风速变化绝对值	0m/s~6m/s	2023/10/24 ~ 2024/11/29	0
	1h 平均气温变化	-5°C~5°C		0
	3h 平均气压变化	-1kPa~1kPa		0
	风速连续无变化连续时间	小于 6h		0
	风向连续无变化连续时间	非静风条件下 小于 6h		0
231103#	1h 平均风速变化绝对值	0m/s~6m/s	2024/8/5~ 2024/11/29	0
	1h 平均气温变化	-5°C~5°C		0
	3h 平均气压变化	-1kPa~1kPa		0
	风速连续无变化连续时间	小于 6h		0
	风向连续无变化连续时间	非静风条件下 小于 6h		0
231104#	1h 平均风速变化绝对值	0m/s~6m/s	2024/8/9 ~ 2024/11/29	0
	1h 平均气温变化	-5°C~5°C		0
	3h 平均气压变化	-1kPa~1kPa		0
	风速连续无变化连续时间	小于 6h		0
	风向连续无变化连续时间	非静风条件下 小于 6h		0
231105#	1h 平均风速变化绝对值	0m/s~6m/s	2023/8/14 ~ 2024/11/29	0
	1h 平均气温变化	-5°C~5°C		0
	3h 平均气压变化	-1kPa~1kPa		0
	风速连续无变化连续时间	小于 6h		0
	风向连续无变化连续时间	非静风条件下 小于 6h		0

由以上图表的统计结果可知，三座测风塔在测风期间各通道数据在测风期间均在合理范围内，整体而言，测风塔测风数据质量较为可靠。此外，对温度和压力传感器数据进行分析，温度与气压范围与气象站气象要素符合，均符合实际情况。

综上所述，测风塔的测风数据合理性较高，测风设备可靠。

通过对各个测风塔原始数据的分析，根据《风电场风能资源评估方法》（GB/T 18710-2002）：有效数据完整率=(应测数目-缺测数目-无效数据数目)/应测数目×100%。各测风塔测风期间的有效数据完整率计算结果如下：

表 2.3-16 测风塔各高度参考年有效数据完整率

测风塔	数据通道	有效数据完整率
231103#	风速_120A	99.84%
	风速_120B	99.84%
	风速_100	99.84%
	风速_60	99.84%
	风速_30	99.84%
	风向_118	99.84%
	风向_100	99.84%
	风向_30	99.84%
	气温_8	99.84%
	气压_8	99.84%
231104#	风速_120A	99.09%
	风速_120B	99.09%
	风速_100	99.09%
	风速_60	99.09%
	风速_30	99.09%
	风向_118	99.09%
	风向_100	99.09%
	风向_30	99.09%
	气温_8	99.09%
	气压_8	99.09%
231105#	风速_120A	99.03%
	风速_120B	99.03%
	风速_100	99.03%
	风速_60	99.03%

	风速_30	99.03%
	风向_118	99.03%
	风向_100	99.03%
	风向_30	99.03%
	气温_8	99.03%
	气压_8	99.03%
240811#	风速_140A	97.22%
	风速_140B	97.22%
	风速_120	97.22%
	风速_100	97.22%
	风速_60	97.22%
	风速_30	97.22%
	风向_138	97.22%
	风向_100	97.22%
	风向_30	97.22%
	气温_8	97.22%
	气压_8	97.22%
240812#	风速_160A	98.35%
	风速_160B	98.35%
	风速_140	98.35%
	风速_120	98.35%
	风速_100	98.35%
	风速_60	98.35%
	风速_30	98.35%
	风向_118	98.35%
	风向_100	98.35%
	风向_30	98.35%
	气温_8	98.35%
	气压_8	98.35%
240813#	风速_140A	97.40%
	风速_140B	97.40%
	风速_120	97.40%
	风速_100	97.40%
	风速_60	97.40%

风速_30	97.40%
风向_138	97.40%
风向_100	97.40%
风向_30	97.40%
气温_8	97.40%
气压_8	97.40%

综上所述，六座测风塔各通道有效数据完整率均满足《风电场风能资源评估方法》（GB/T 18710-2002）中有效数据完整率不低于 90%的要求。

2.3.3 测风数据处理

本阶段收集到的三座 120m 测风塔（231103#、231104#、231105#）数据均满足一个完整年，但位于风电场场址周边，对场址区域风能资源代表性均一般。三座新建测风塔（240811#、240812#、240813#）虽位于场址内，但测风数据时间较短。故本阶段暂选择三座 120m 测风塔（231103#、231104#、231105#）数据作本场址的风资源分析，待新建三座测风塔实测数据满一年后重新进行分析。240811#、240812#、240813# 三座测风塔截至目前风能参数如下表所示：

表 2.3-17 240811#塔主要风速数据资料整理结果

塔号		240811#					
年	月	30m	60m	100m	120m	140mA	140mB
2024	8	6.58	7.33	8.01	8.17	8.41	8.37
	9	5.73	6.34	6.87	6.97	7.20	7.11
	10	4.98	5.64	6.21	6.34	6.50	6.48
	11	4.28	4.72	5.09	5.21	5.31	5.31
平均		5.33	5.94	6.47	6.60	6.78	6.74

表 2.3-18 240812#塔主要风速数据资料整理结果

塔号		240812#						
年	月	30m	60m	100m	120m	140m	160mA	160mB
2024	8	7.64	8.45	8.92	9.06	9.11	9.32	9.30
	9	6.12	6.69	6.97	7.05	7.07	7.18	7.13
	10	5.54	6.15	6.48	6.58	6.65	6.71	6.71
	11	4.77	5.18	5.38	5.45	5.52	5.58	5.55
平均		5.80	6.38	6.68	6.77	6.82	6.92	6.89

表 2.3-19 240813#塔主要风速数据资料整理结果

塔号	240813#
----	---------

年	月	30m	60m	100m	120m	140mA	140mB
2024	8	6.64	7.18	7.73	7.88	7.98	8.05
	9	5.86	6.26	6.61	6.66	6.80	6.76
	10	5.25	5.69	6.06	6.17	6.27	6.30
	11	4.36	4.61	4.89	4.97	5.03	5.07
平均		5.43	5.83	6.20	6.29	6.39	6.41

表 2.3-20 240811#塔 140m 高处风向频率、风能频率分布表

风向	风向频率 (%)	风能频率 (%)
N	8.84	16.75
NNE	5.96	6.09
NE	5.24	5.83
ENE	8.56	12.75
E	13.68	21.79
ESE	11.23	9.90
SE	6.45	2.92
SSE	4.09	0.53
S	3.07	0.22
SSW	2.66	0.28
SW	4.34	1.00
WSW	6.98	5.33
W	7.66	8.56
WNW	4.25	2.84
NW	2.59	0.88
NNW	4.40	4.33

表 2.3-21 240812#塔 160m 高处风向频率、风能频率分布表

风向	风向频率 (%)	风能频率 (%)
N	6.74	9.07
NNE	8.82	10.04
NE	7.08	4.63
ENE	8.54	10.77
E	13.82	30.42
ESE	6.76	7.63
SE	5.99	4.29
SSE	6.53	2.99
S	4.01	0.86
SSW	2.79	0.66
SW	3.13	0.96

风向	风向频率 (%)	风能频率 (%)
WSW	5.59	3.08
W	7.86	7.03
WNW	5.36	4.14
NW	3.70	1.55
NNW	3.29	1.89

表 2.3-22 240813#塔 150m 高处风向频率、风能频率分布表

风向	风向频率 (%)	风能频率 (%)
N	10.16	14.79
NNE	8.71	5.53
NE	8.05	4.34
ENE	9.12	9.37
E	13.00	25.32
ESE	5.80	9.20
SE	2.84	3.12
SSE	4.54	3.34
S	4.78	1.36
SSW	4.10	1.98
SW	4.24	1.86
WSW	5.85	4.51
W	6.56	5.59
WNW	4.10	2.91
NW	3.54	1.41
NNW	4.61	5.36

经过上述检验，选择测风数据质量最好的测风时段，剔除掉无效数据，替换上有效数据（替换方法有：风切变指数插补、最小二乘法插补），整理出 231103#、231104#、231105#三座测风塔 2023/11/1~2024/10/31 一个完整年的测风数据。

测风数据处理后各测风塔逐月风速如下表所示：

表 2.3-23 231103#塔主要风速数据资料整理结果

塔号		231103#				
年	月	30m	60m	100m	120mA	120mB
2023	11	4.87	5.76	6.52	6.87	6.85
	12	4.90	5.78	6.62	7.01	6.99
2024	1	3.82	4.51	4.96	5.32	5.28

	2	4.37	5.04	5.48	5.72	5.71
	3	5.49	6.26	6.97	7.19	7.21
	4	5.75	6.50	7.14	7.39	7.38
	5	6.32	7.18	7.96	8.20	8.21
	6	5.39	6.04	6.52	6.74	6.71
	7	5.54	6.20	6.70	6.97	6.95
	8	6.07	6.87	7.49	7.82	7.80
	9	5.63	6.23	6.73	6.98	6.99
	10	4.60	5.19	5.92	6.20	6.20
平均		5.23	5.97	6.59	6.87	6.86

表 2.3-24 231104#塔主要风速数据资料整理结果

塔号		231104#				
年	月	30m	60m	100m	120mA	120mB
2023	11	4.50	5.32	5.97	6.18	6.25
	12	4.48	5.41	6.10	6.23	6.32
2024	1	3.28	3.98	4.47	4.43	4.67
	2	4.28	4.99	5.53	5.55	5.68
	3	4.99	5.96	6.67	6.83	6.89
	4	5.57	6.35	6.93	7.11	7.16
	5	6.34	7.18	7.75	7.90	8.02
	6	5.05	5.73	6.21	6.35	6.37
	7	5.45	6.15	6.61	6.74	6.81
	8	5.93	6.70	7.22	7.40	7.49
	9	5.03	5.78	6.25	6.40	6.46
	10	4.11	4.96	5.48	5.61	5.73
平均		4.92	5.71	6.27	6.40	6.49

表 2.3-25 231105#塔主要风速数据资料整理结果

塔号		231105#				
年	月	30m	60m	100m	120mA	120mB
2023	11	4.72	5.24	5.85	6.14	6.08
	12	4.82	5.57	6.24	6.54	6.48
2024	1	3.70	4.09	4.34	4.64	4.49
	2	4.37	4.72	5.04	5.30	5.17
	3	5.54	6.10	6.48	6.69	6.60

	4	6.07	6.54	6.95	7.14	7.08
	5	6.61	7.18	7.64	7.86	7.83
	6	5.51	5.96	6.27	6.46	6.38
	7	5.99	6.52	6.88	7.01	6.98
	8	6.27	6.85	7.30	7.45	7.42
	9	5.69	6.14	6.54	6.72	6.64
	10	4.58	4.86	5.28	5.48	5.37
平均		5.33	5.82	6.24	6.46	6.38

（2）测风数据的长期订正

本阶段未收集到场址区域参考气象站与三测风塔同期的逐时数据，暂采用中尺度数据进行代表年分析。所用代表年分析长期数据为各测风塔所在位置 ERA5 长系列数据，ERA5 是 ECMWF 的全球气候第五代大气再分析数据集。ERA5 将模型数据与来自世界各地的观测数据结合起来，形成一个全球完整的、一致的数据集。

因三测风塔之间距离最远为约 22km，小于 ERA5 空间分辨率，且三测风塔所在位置距离最近的 ERA 中尺度数据代表节点为同一个，故使用此中尺度代表节点收集到的中尺度风速数据进行代表年分析。

因需进行代表年订正，故对各测风塔 120m 代表年高度修补后数据与同期中尺度数据 100m 高度数据进行相关性分析。三测风塔与对应中尺度数据月平均风速的变化趋势如下图所示，可以看出中尺度数据与测风塔数据的变化趋势基本一致，但少数月份仍存在趋势差异，故使用中尺度数据进行代表年订正可靠性具有一定限制，若欲得到更高相关性的气象数据，建议下一阶段收集周边气象站同期逐时数据以得到更精确结果。

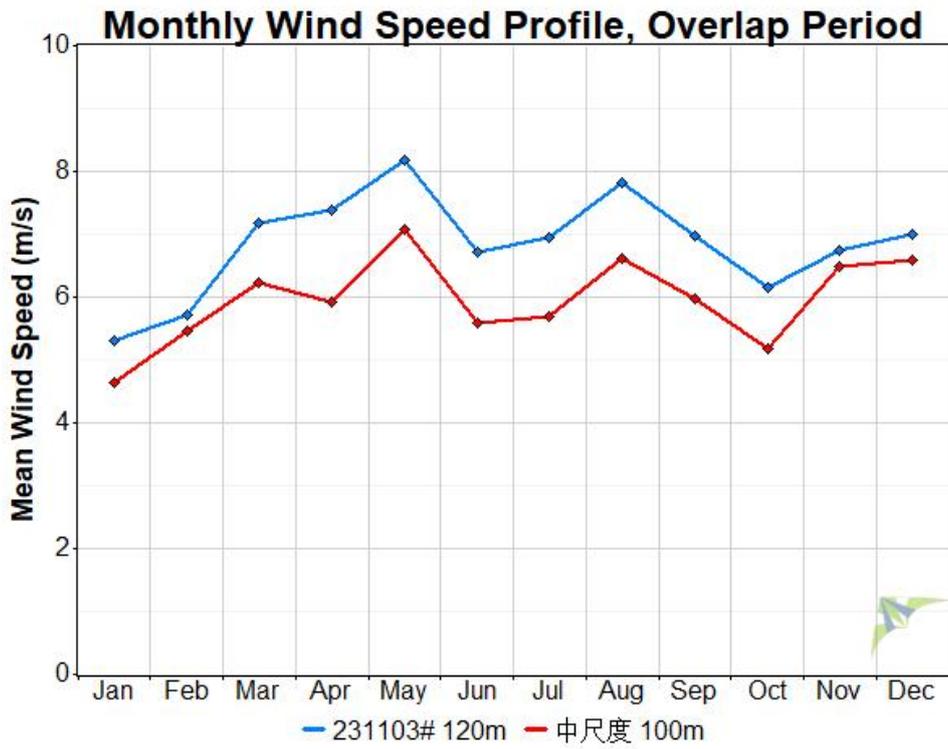


图 2.3-14 231103#测风塔与中尺度数据风速变化趋势

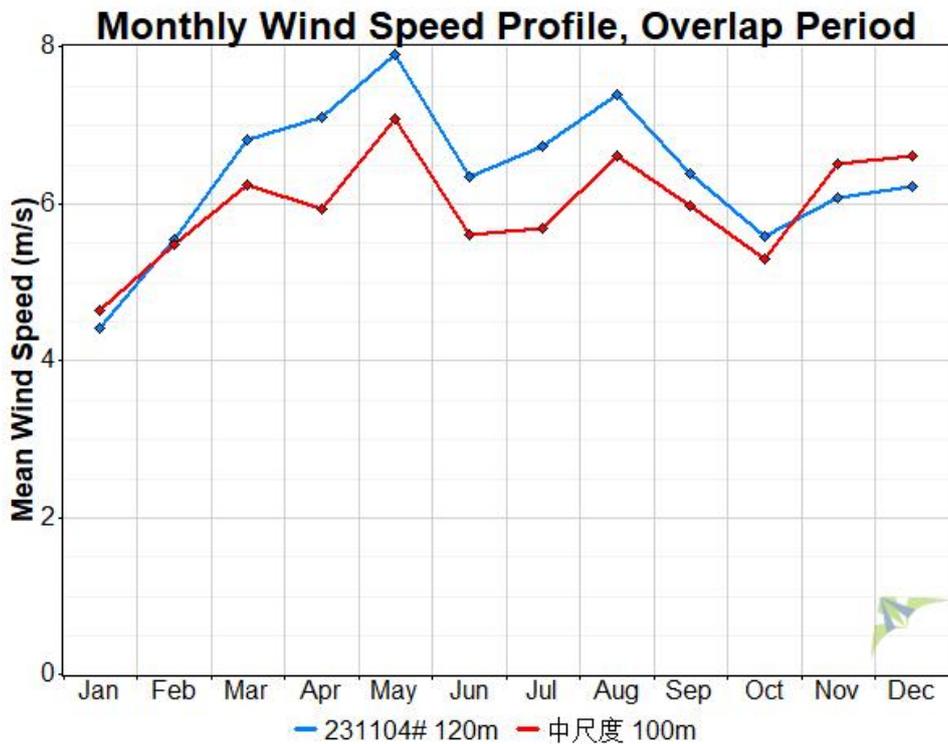


图 2.3-15 231104#测风塔与中尺度数据风速变化趋势

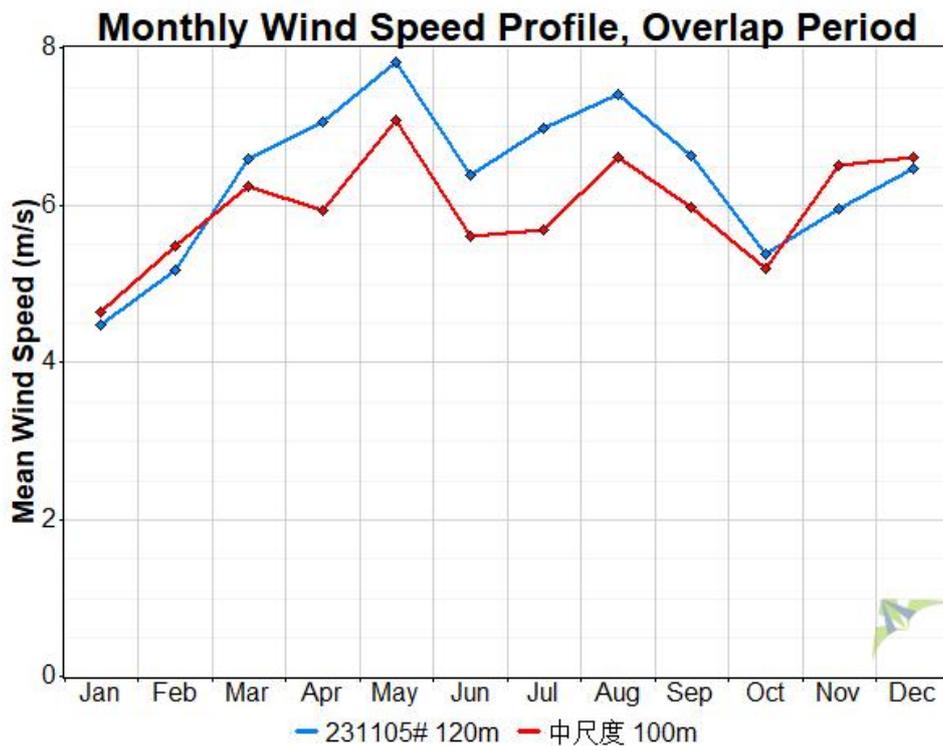


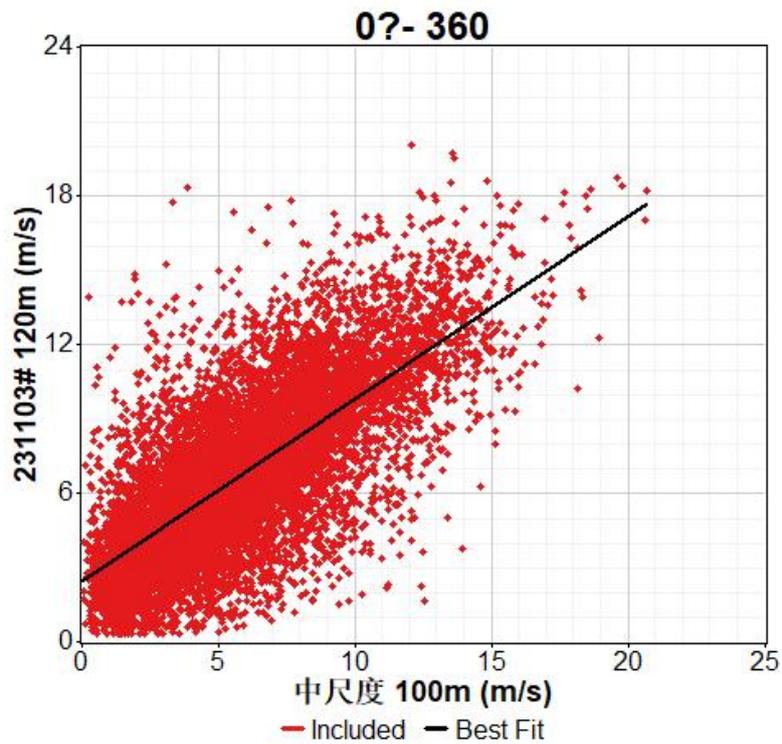
图 2.3-16 231105#测风塔与中尺度数据风速变化趋势

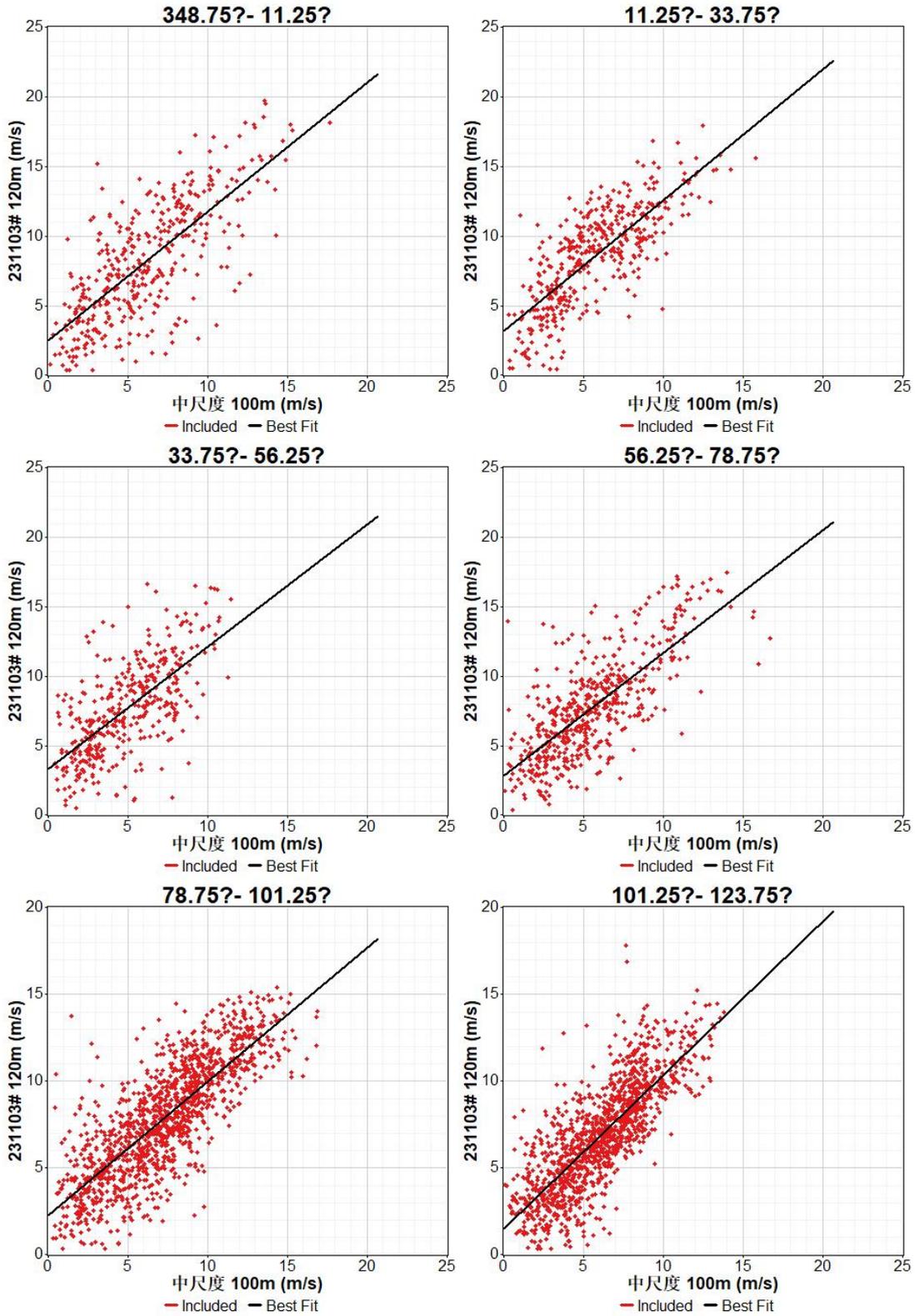
依据《风电场风能资源评估方法》（GB/T 18710-2002），首先将测风塔观测数据按照风向划分为 16 个象限；其次作测风塔与对应年份的 ERA5 各风向象限的风速相关曲线，本工程选用 ERA5 与测风塔观测的同期数据做相关性分析。建立直角坐标系，横坐标为 ERA5 风速，纵坐标为测风塔的风速，作出某一象限的风速相关曲线，其余各象限类推，具体如下：

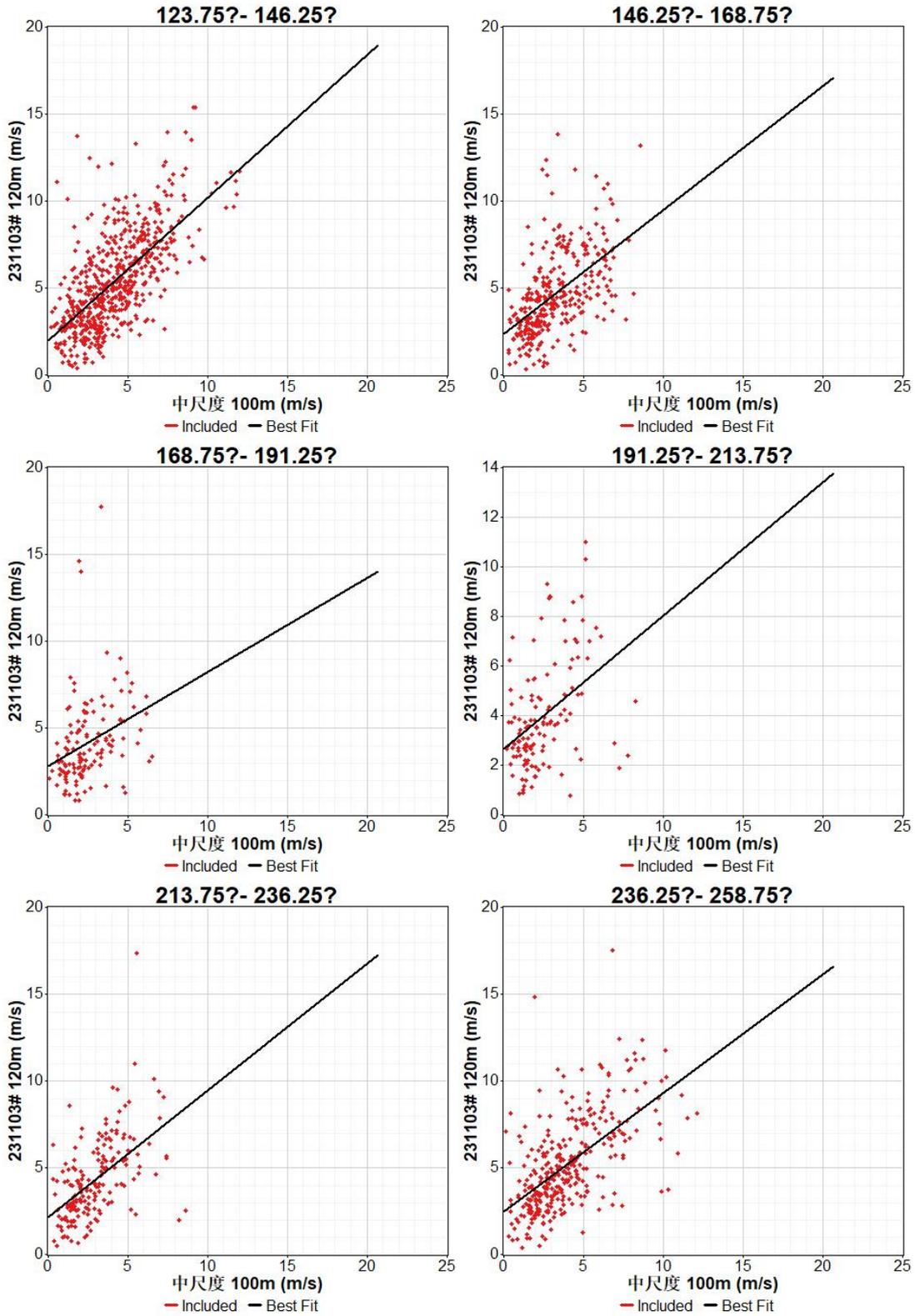
利用 ERA5 与测风塔同期的风速、风向数据数据进行相关性分析。得到三座测风塔与 ERA5 数据全象限和 16 个分象限的相关性分析如图 2.3-17~19 和表 2.3-26~28 所示：

表 2.3-26 231103#测风塔与 ERA5 数据 16 个象限相关性分析结果

扇区	k	b	相关系数 R
N	0.93	2.52	0.7389
NNE	0.94	3.21	0.7752
NE	0.88	3.33	0.6618
ENE	0.88	2.82	0.7423
E	0.77	2.26	0.7962
ESE	0.88	1.53	0.7937
SE	0.82	2.00	0.6603
SSE	0.71	2.36	0.5329
S	0.54	2.85	0.3082
SSW	0.54	2.68	0.4171
SW	0.73	2.19	0.5282
WSW	0.68	2.48	0.6008
W	0.79	1.67	0.7925
WNW	0.68	1.55	0.7162
NW	0.50	3.07	0.4517
NNW	0.66	2.97	0.5559







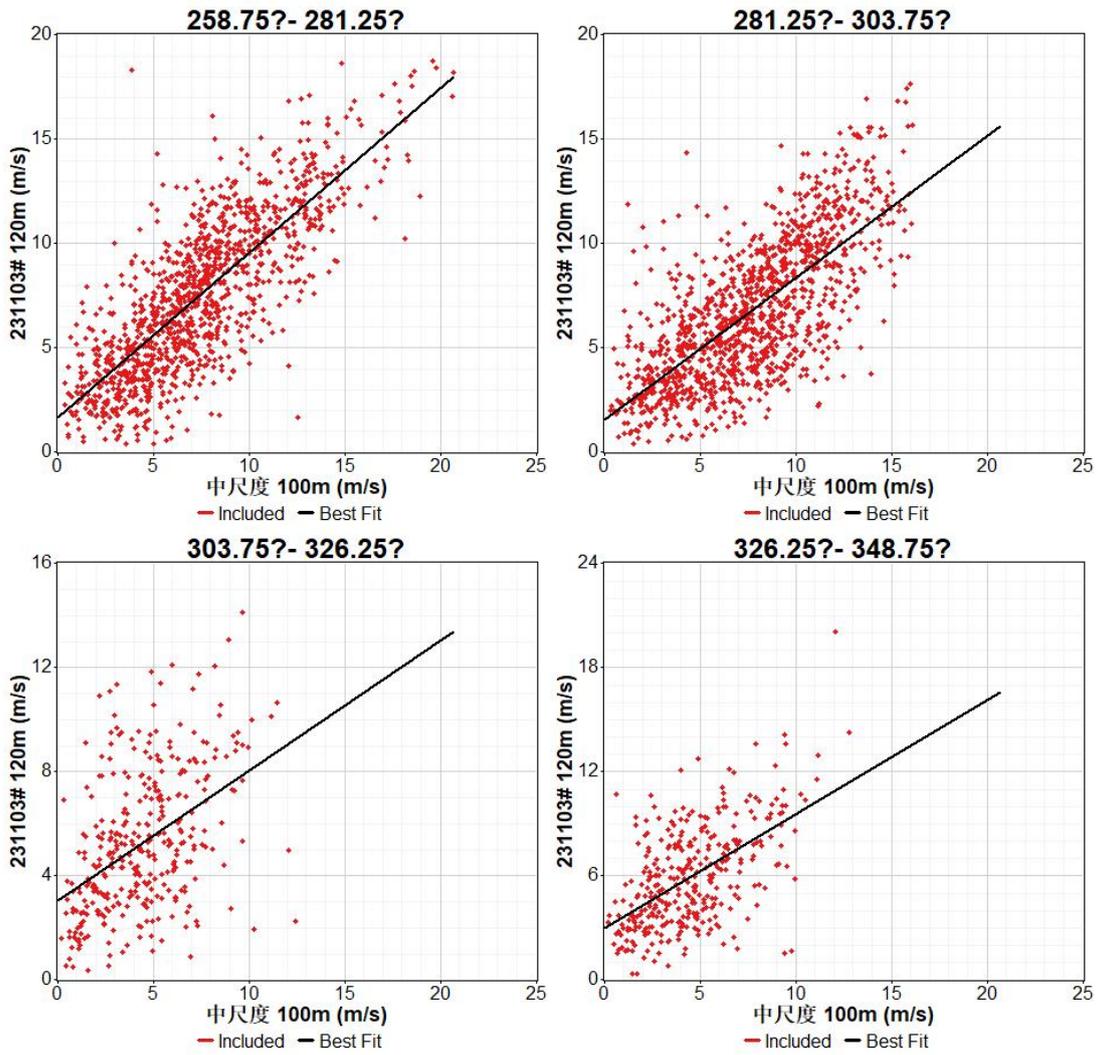
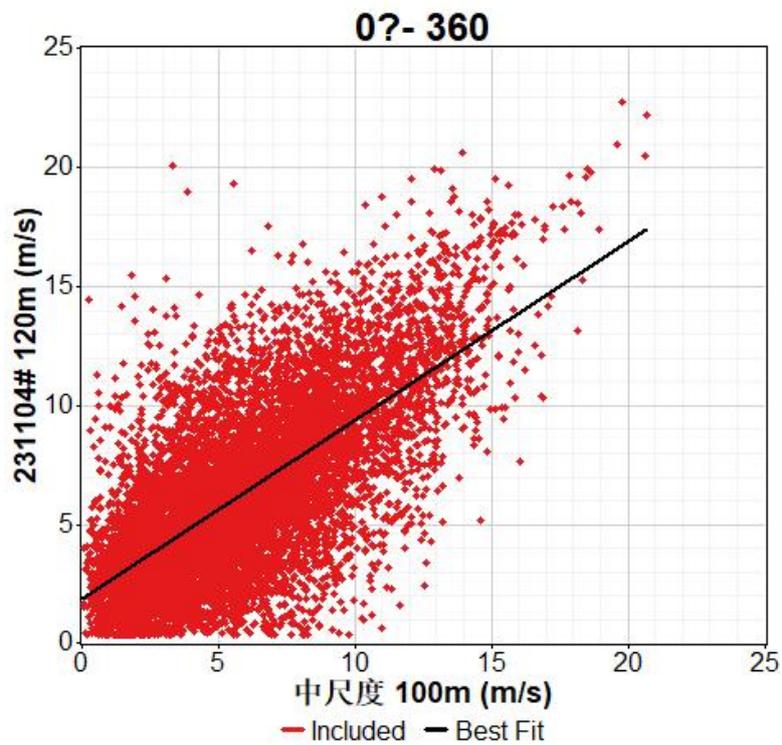
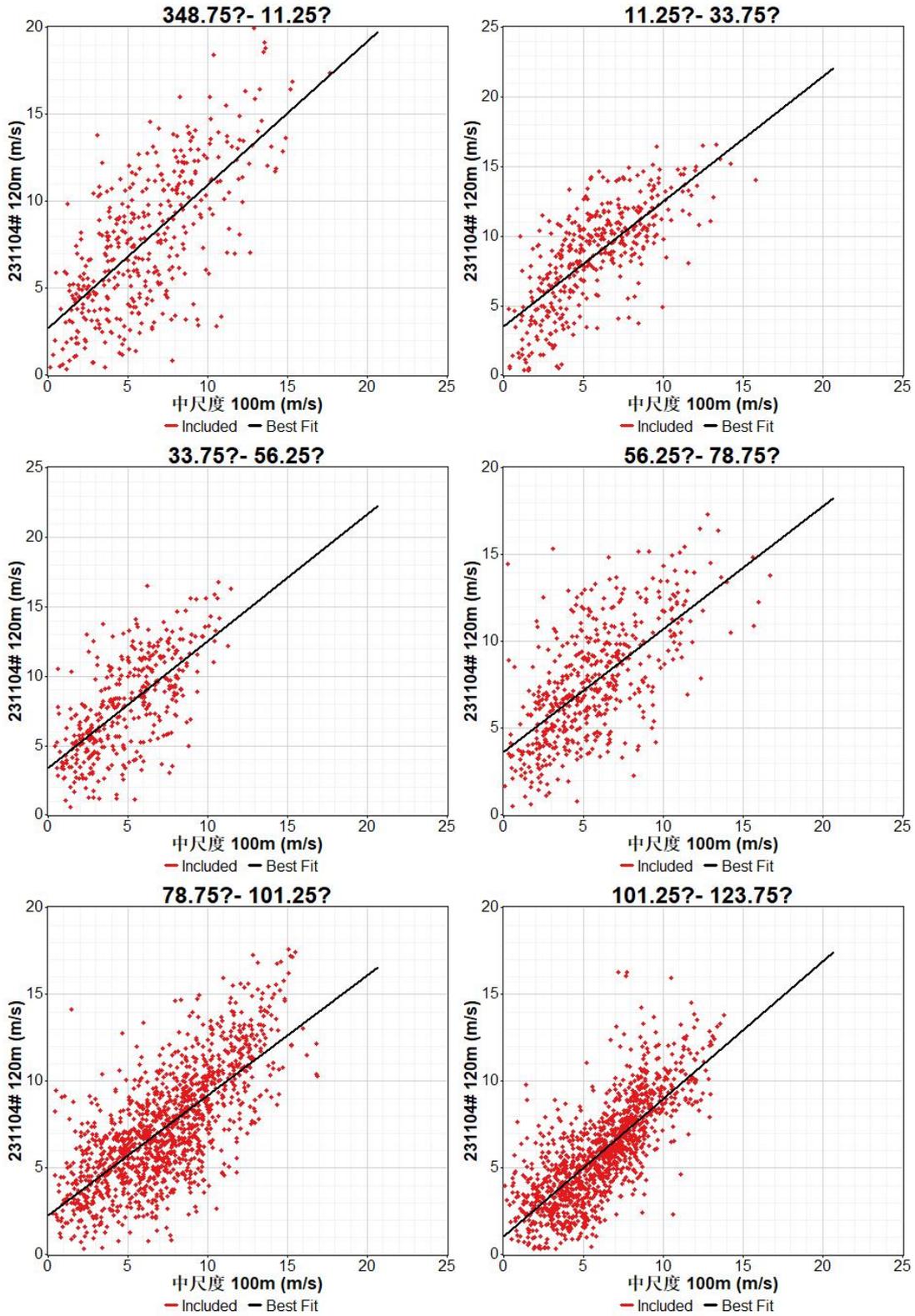


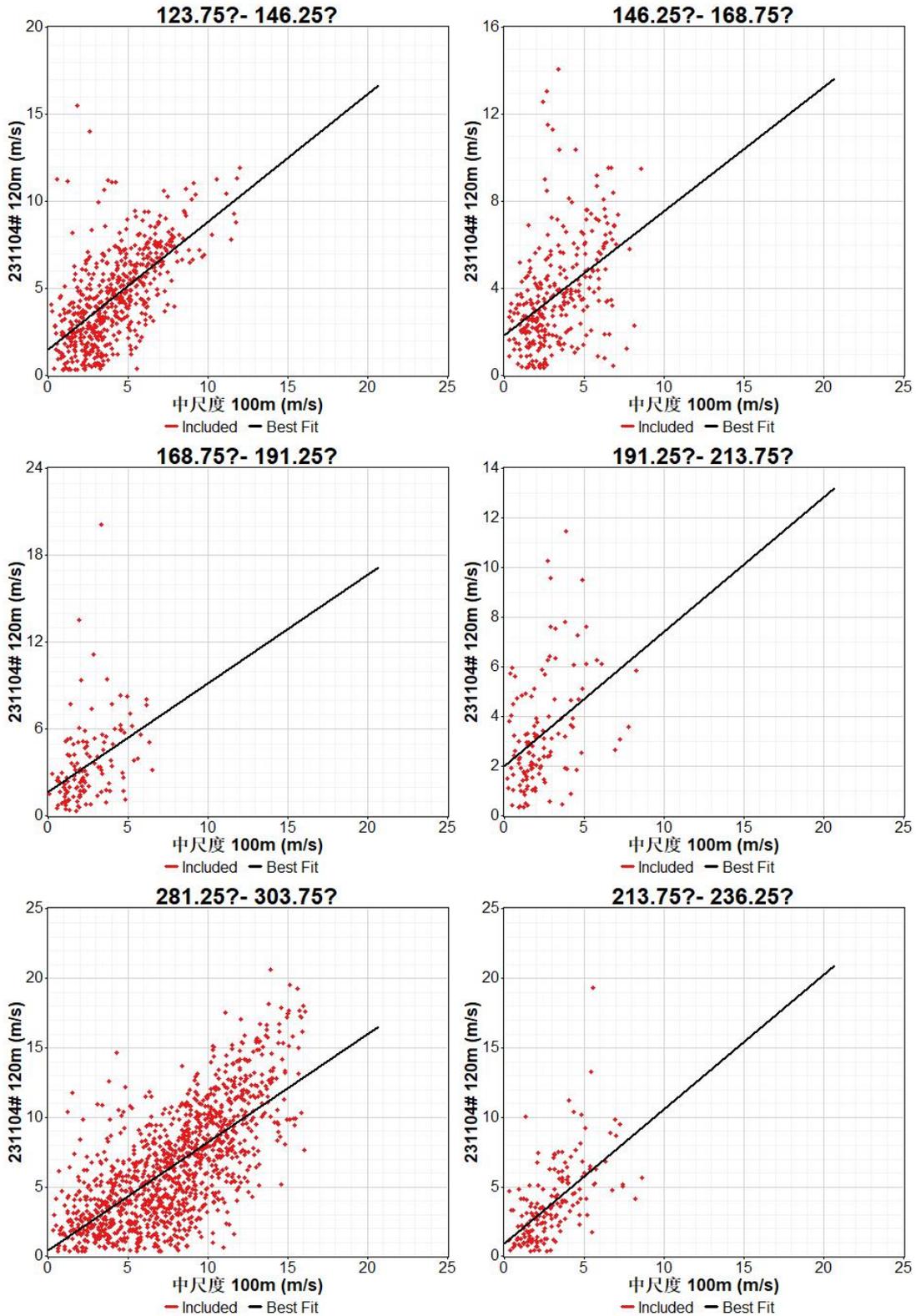
图 2.3-17 231103#测风塔与 ERA5 数据 16 个象限相关结果图

表 2.3-27 231104#测风塔与 ERA5 数据 16 个象限相关性分析结果

扇区	k	b	相关系数 R
N	0.82	2.694	0.6863
NNE	0.90	3.519	0.7308
NE	0.91	3.380	0.6641
ENE	0.71	3.667	0.6473
E	0.69	2.272	0.7162
ESE	0.79	1.069	0.7616
SE	0.73	1.524	0.6245
SSE	0.57	1.882	0.4290
S	0.75	1.712	0.3899
SSW	0.54	2.015	0.3962
SW	0.97	0.951	0.5916
WSW	0.92	1.307	0.6716
W	0.93	0.392	0.7810
WNW	0.78	0.425	0.6899
NW	0.46	2.836	0.4099
NNW	0.62	2.623	0.5187







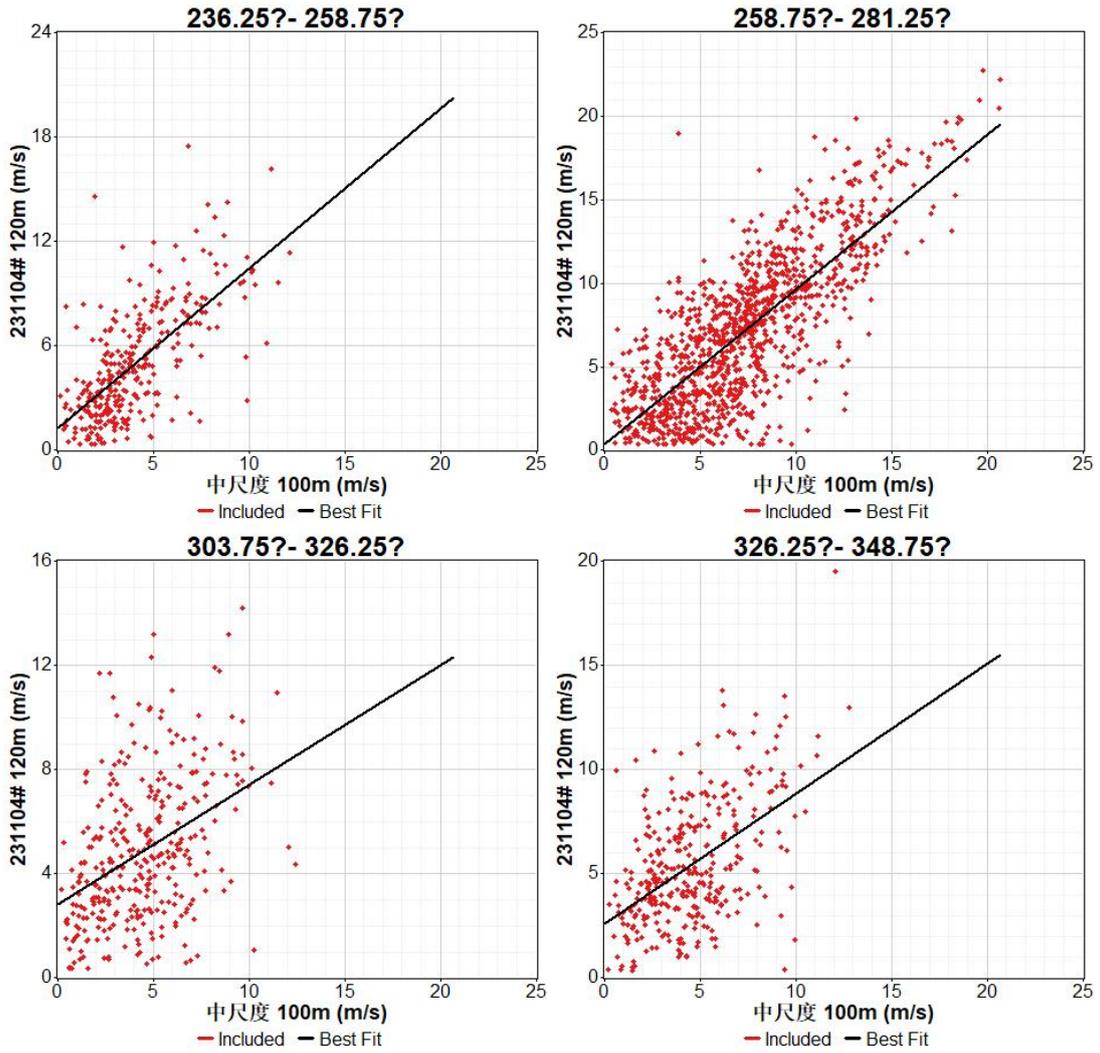
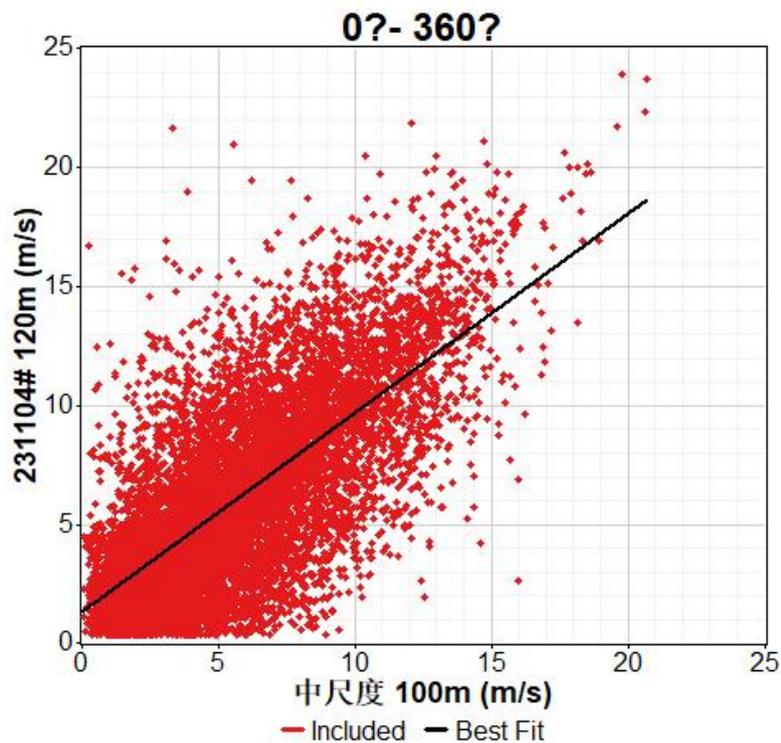
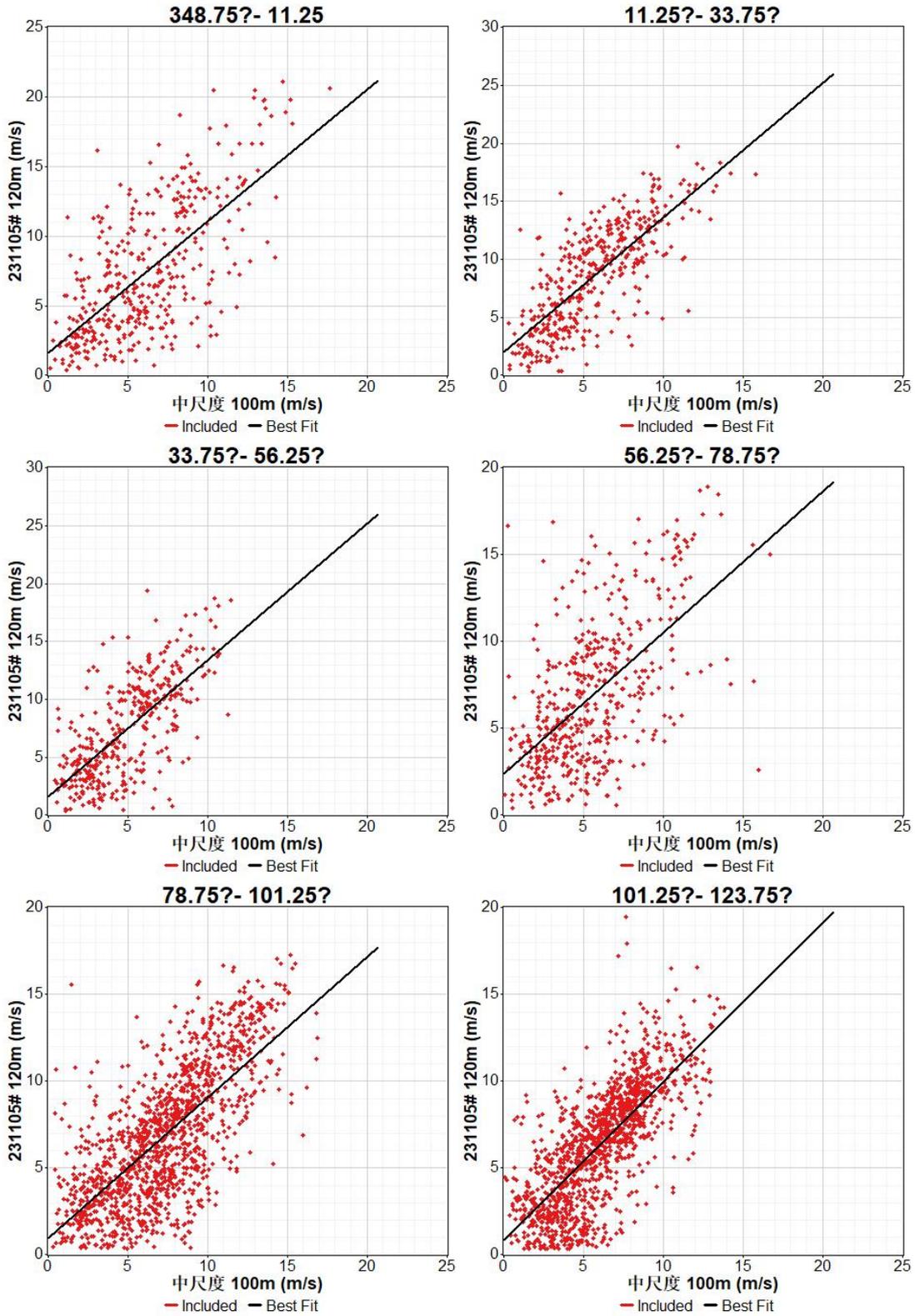


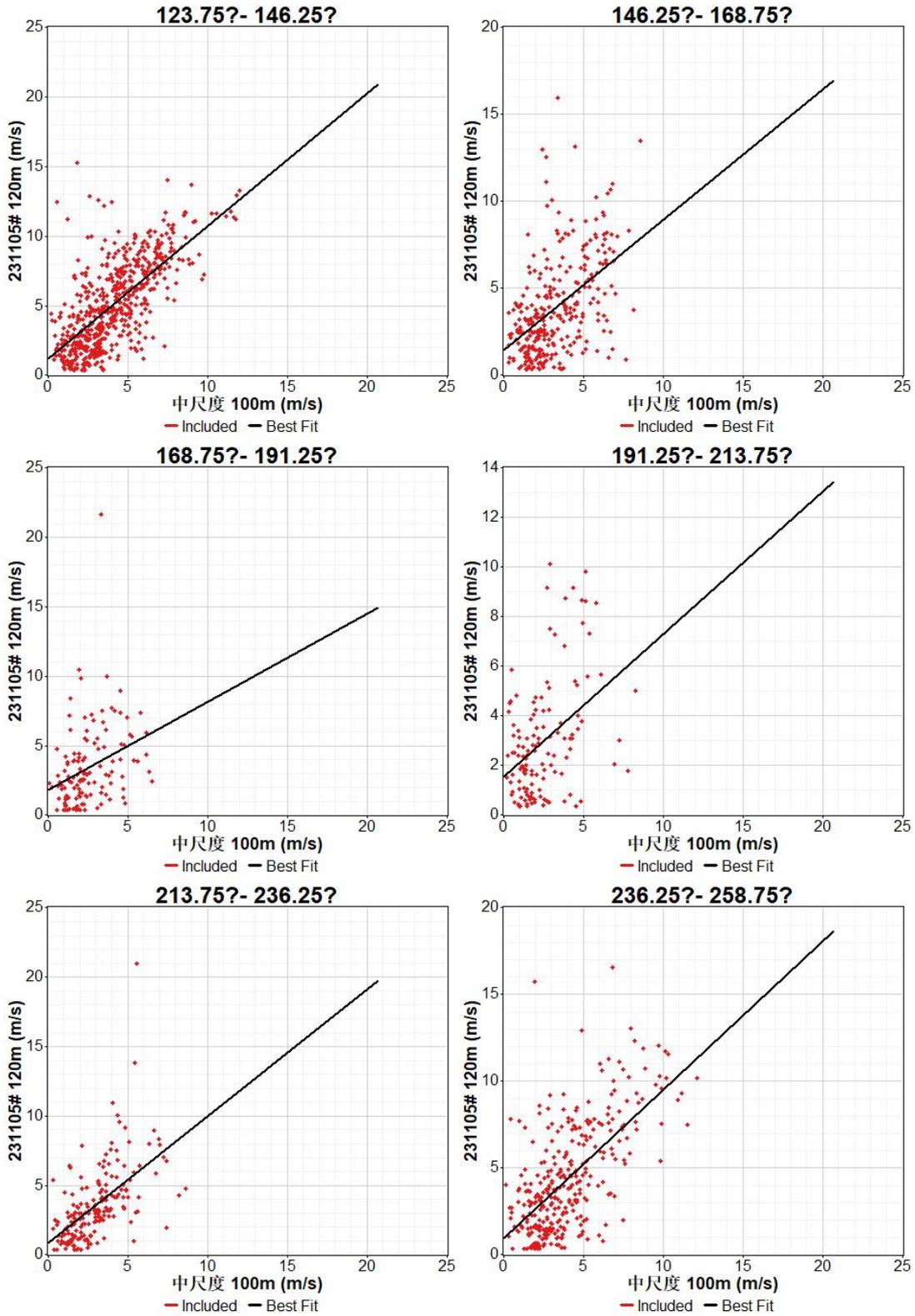
图 2.3-18 231104#测风塔与 ERA5 数据 16 个象限相关结果图

表 2.3-28 231105#测风塔与 ERA5 数据 16 个象限相关性分析结果

扇区	k	b	相关系数 R
N	0.94	1.627	0.6753
NNE	1.16	2.018	0.7662
NE	1.18	1.626	0.6957
ENE	0.81	2.383	0.5941
E	0.81	0.941	0.7092
ESE	0.91	0.857	0.7430
SE	0.95	1.199	0.6877
SSE	0.75	1.434	0.4909
S	0.63	1.801	0.3240
SSW	0.58	1.544	0.4135
SW	0.91	0.833	0.5692
WSW	0.86	0.954	0.6372
W	0.94	0.200	0.7707
WNW	0.87	0.155	0.7483
NW	0.54	2.403	0.4393
NNW	0.71	2.067	0.5367







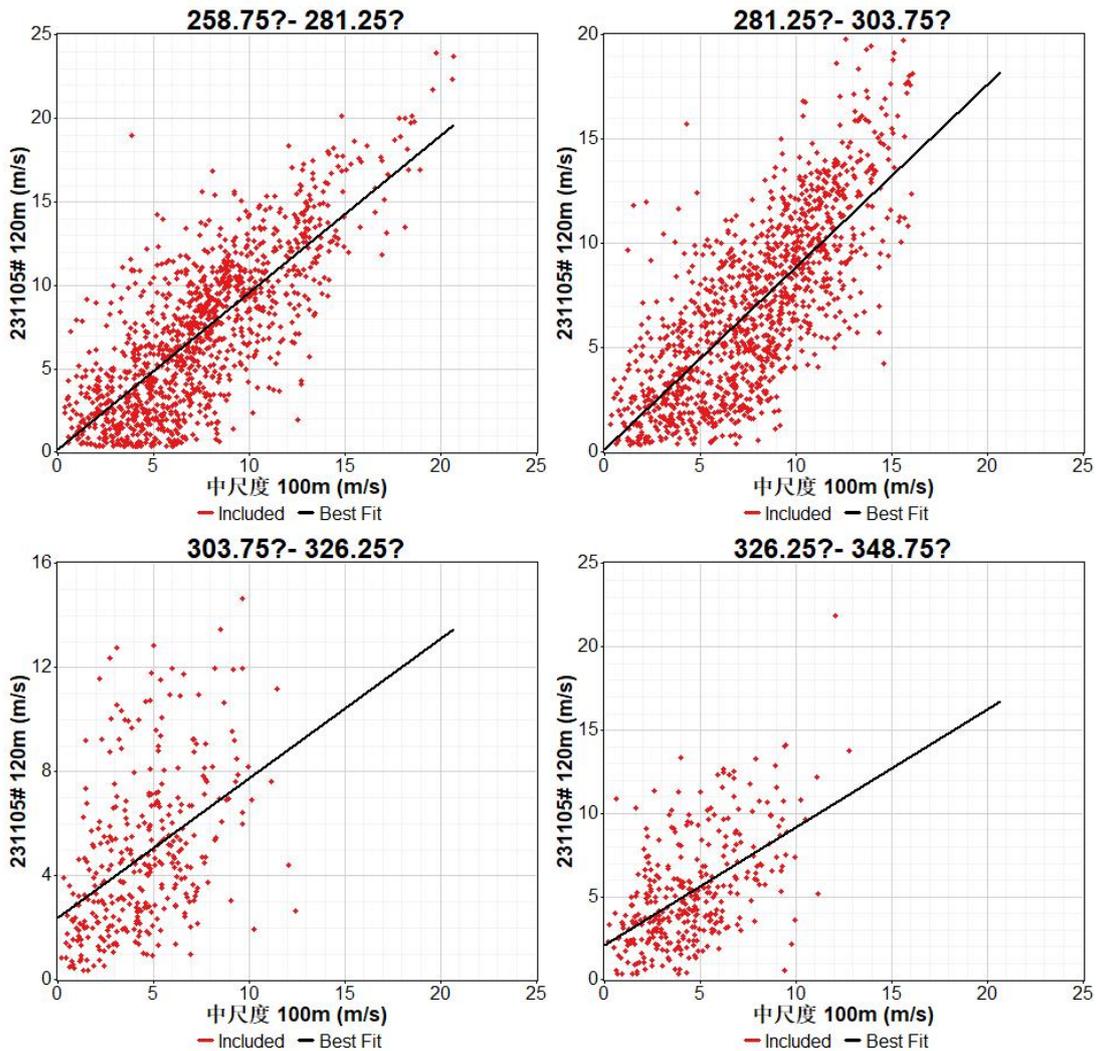


图 2.3-19 231105#测风塔与 ERA5 数据 16 个象限相关结果图

由相关性分析可以得出：整体看，231103#测风塔与ERA5同期数据整体风速相关系数R为0.718，风向相关系数为0.935；231104#测风塔与ERA5同期数据整体风速相关系数R为0.681，风向相关系数为0.919；231105#测风塔与ERA5同期数据整体风速相关系数R为0.721，风向相关系数为0.913。除231104#测风塔风速外，风速风向均为高度相关（高度相关系数 $R > 0.7$ ），风速风向相关性均较好；

对 ERA5 数据长年代平均风速做统计分析，见表 2.3-29 与图 2.3-20 所示：

表 2.3-29 ERA5 历年年平均风速统计表

年份	平均风速 (m/s)	年份	平均风速 (m/s)
1998	6.03	2012	5.92
1999	6.09	2013	6.18
2000	6.02	2014	5.86

2001	6.16	2015	6.21
2002	5.96	2016	5.80
2003	5.96	2017	5.97
2004	6.14	2018	6.00
2005	5.60	2019	5.91
2006	5.86	2020	5.63
2007	5.82	2021	6.29
2008	5.85	2022	5.52
2009	6.21	2023	6.14
2010	6.54	近 10 年平均	5.93
2011	5.92	平均	5.98

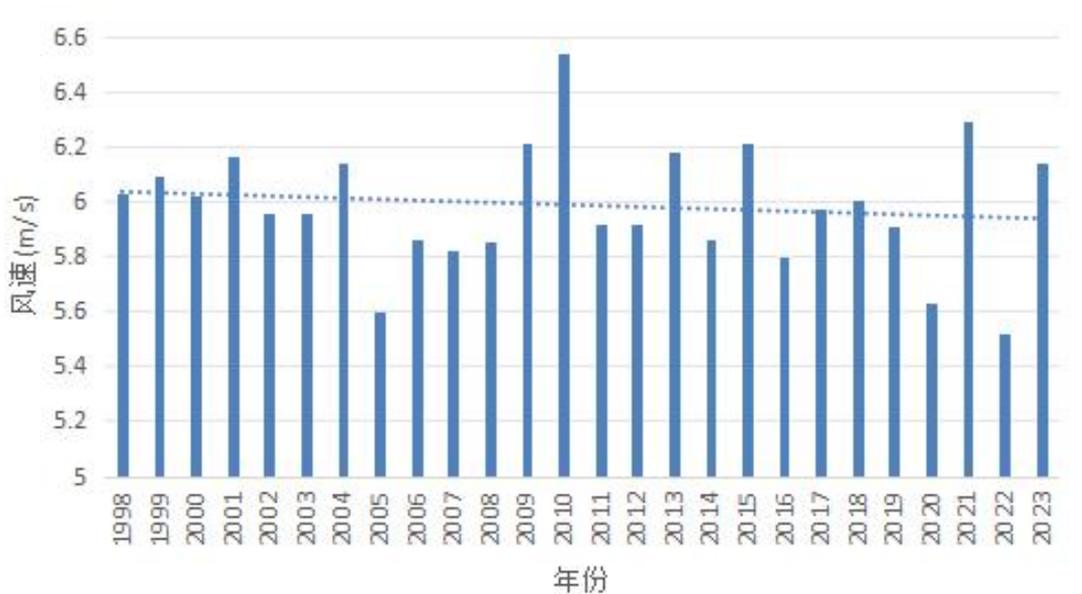


图 2.3-20 ERA5 历年年平均风速分布图

由上图 ERA5 年平均风速分布可得，近 20 年的平均风速为 5.97m/s，近 10 年的平均风速为 5.93m/s，近 5 年的平均风速为 5.90m/s，近 20 年年平均风速有略微下降的趋势。本次综合考虑工程所在区域风速年际变化过程及项目实际测风情况，取近 10 年的风速资料进行分析，同期测风完整年（2023/11/1~2024/10/31）的平均风速为 5.99m/s，对比近 10 年 ERA5 平均风速，可知测风塔所选测风时段的年平均风速大于多年平均风速，参考年测风期间为大风年，需对三座测风塔的风速进行订正。

本次代表年订正采用分扇区订正法，利用上述的三座测风塔与 ERA5 数据分扇区相关分析结果，各扇区订正量如下表所示：订正后，三座测风塔各高度层代表年订正

风速统计结果如下表所示：

表 2.3-30 231103#测风数据各象限订正值

扇区	相应订正值
N	0.056
NNE	0.056
NE	0.053
ENE	0.053
E	0.046
ESE	0.053
SE	0.049
SSE	0.043
S	0.032
SSW	0.032
SW	0.044
WSW	0.041
W	0.047
WNW	0.041
NW	0.030
NNW	0.040

表 2.3-31 231104#测风数据各象限订正值

扇区	相应订正值
N	0.046
NNE	0.051
NE	0.048
ENE	0.037
E	0.032
ESE	0.042
SE	0.036
SSE	0.024
S	0.024
SSW	0.018
SW	0.042
WSW	0.037
W	0.044

WNW	0.032
NW	0.014
NNW	0.025

表 2.3-32 231105#测风数据各象限订正值

扇区	相应订正值
N	0.043
NNE	0.059
NE	0.057
ENE	0.030
E	0.026
ESE	0.038
SE	0.034
SSE	0.018
S	0.015
SSW	0.010
SW	0.039
WSW	0.032
W	0.041
WNW	0.028
NW	0.007
NNW	0.017

表 2.3-33 测风塔各高度层代表年订正后平均风速

塔号	231103#				
高度	30m	60m	100m	120mA	120mB
平均	5.18	5.92	6.54	6.81	6.88
塔号	231104#				
高度	30m	60m	100m	120mA	120mB
平均	4.88	5.67	6.23	6.44	6.49
塔号	231105#				
高度	30m	60m	100m	120mA	120mB
平均	5.29	5.78	6.20	6.42	6.34

2.4 风能资源分析

2.4.1 主要风能参数

经代表年订正，231103#测风塔数据 120m 高度代表年年平均风速为 6.82m/s，主要风向为 ESE、W；231104#测风塔 120m 高度代表年年平均风速为 6.36m/s，主要风向为 ENE、E、W；231105#测风塔 120m 高度代表年年平均风速为 6.42m/s，主要风向为 W、ESE。另因预设机型轮毂高度因素，故根据高层风切变指数外推至 125m 高度风速，231103#测风塔 125m 代表年平均风速为 6.88m/s；231104#测风塔 125m 代表年平均风速为 6.41m/s；231105#测风塔 125m 代表年平均风速为 6.47m/s。其主要风速风能数据整理结果见表 2.4-1~2.4-3。

表 2.4-1 231103#测风塔代表年风能参数表

参数	30m	60m	100m	120m	125m
年平均风速(m/s)	5.18	5.92	6.54	6.81	6.88
最大风速(m/s)	25.91	29.61	32.71	34.11	34.38
极大风速(m/s)	36.27	41.45	45.79	47.75	48.14
风功率密度(W/m ²)	236	299	388	427	440

表 2.4-2 231104#测风塔代表年风能参数表

参数	30m	60m	100m	120m	125m
年平均风速(m/s)	4.88	5.67	6.23	6.36	6.41
最大风速(m/s)	24.41	28.36	31.16	31.81	32.56
极大风速(m/s)	34.17	39.70	43.62	44.53	45.58
风功率密度(W/m ²)	150	210	267	294	301

表 2.4-3 231105#测风塔代表年风能参数表

参数	30m	60m	100m	120m	125m
年平均风速(m/s)	5.29	5.78	6.20	6.34	6.40
最大风速(m/s)	26.47	28.92	31.02	32.12	32.02
极大风速(m/s)	37.06	40.49	43.43	44.97	44.83
风功率密度(W/m ²)	193	254	311	328	333

风向和风能密度的方向分布统计结果见表 2.4-4~6 所示。

表 2.4-4 231103#塔 120m 高处风向频率、风能频率分布表

风向	风向频率 (%)	风能频率 (%)
N	4.31	4.26
NNE	8.14	14.90
NE	6.79	7.32
ENE	7.66	8.38
E	10.49	12.06
ESE	12.81	13.97
SE	7.30	3.89
SSE	4.69	1.83
S	2.62	0.35
SSW	2.10	0.24
SW	2.84	0.49
WSW	7.34	4.56
W	11.60	18.74
WNW	6.01	6.25
NW	2.44	1.28
NNW	2.86	1.50

表 2.4-5 231104#塔 120m 高处风向频率、风能频率分布表

风向	风向频率 (%)	风能频率 (%)
N	6.13	7.99
NNE	12.83	18.80
NE	10.75	8.63
ENE	9.23	8.50
E	10.68	12.19
ESE	7.58	4.07
SE	4.75	1.36
SSE	2.97	0.36
S	2.32	0.19
SSW	2.58	0.29
SW	3.78	0.96
WSW	7.69	7.89
W	9.86	22.75
WNW	3.94	3.17
NW	2.25	1.15
NNW	2.66	1.70

表 2.4-6 231105#塔 120m 高处风向频率、风能频率分布表

风向	风向频率 (%)	风能频率 (%)
N	5.24	8.73

风向	风向频率 (%)	风能频率 (%)
NNE	8.06	13.75
NE	6.99	6.74
ENE	7.14	8.04
E	10.56	10.82
ESE	13.74	9.89
SE	8.53	3.05
SSE	3.15	0.25
S	2.12	0.10
SSW	2.04	0.20
SW	2.59	0.36
WSW	6.51	3.96
W	13.54	28.28
WNW	4.78	4.17
NW	2.47	0.72
NNW	2.54	0.94

不同风速段下的风速和风能密度统计结果见表 2.4-7~9 所示。

表 2.4-7 231103#测风塔 120m 高度风速和风功率密度频率表

风速区间 (m/s)	风速频率 (%)	风功率密度频率 (%)	风速区间 (m/s)	风速频率 (%)	风功率密度频率 (%)
0	0.97	0.00	10	7.04	11.65
1	2.93	0.01	11	5.24	11.55
2	6.09	0.09	12	4.45	12.74
3	9.36	0.44	13	2.83	10.22
4	10.31	1.12	14	1.78	8.01
5	10.09	2.11	15	1.02	5.66
6	9.91	3.59	16	0.57	3.89
7	9.85	5.64	17	0.40	3.23
8	8.99	7.64	18	0.19	1.78
9	7.89	9.53	>18	0.09	1.12

表 2.4-8 231104#测风塔 120m 高度风速和风功率密度频率表

风速区间 (m/s)	风速频率 (%)	风功率密度频率 (%)	风速区间 (m/s)	风速频率 (%)	风功率密度频率 (%)
0	1.49	0.00	11	4.70	10.91
1	4.13	0.01	12	3.60	10.87
2	8.09	0.13	13	2.53	9.67
3	10.19	0.50	14	1.67	7.97
4	10.63	1.21	15	1.10	6.46

风速区间 (m/s)	风速频率 (%)	风功率密度频 率(%)	风速区间 (m/s)	风速频率 (%)	风功率密度频 率(%)
5	10.41	2.31	16	0.62	4.45
6	9.78	3.73	17	0.44	3.73
7	9.43	5.67	18	0.31	3.14
8	8.32	7.45	19	0.16	1.95
9	6.62	8.43	20	0.05	0.73
10	5.69	9.94	>20	0.04	0.73

表 2.4-9 231105#测风塔 120m 高度风速和风功率密度频率表

风速区间 (m/s)	风速频率 (%)	风功率密度频 率(%)	风速区间 (m/s)	风速频率 (%)	风功率密度频 率(%)
0	3.72	0.00	11	4.61	9.71
1	6.88	0.01	12	3.53	9.66
2	9.23	0.13	13	2.90	10.06
3	9.83	0.43	14	2.10	9.08
4	9.39	0.96	15	1.29	6.90
5	8.56	1.70	16	0.86	5.58
6	7.85	2.70	17	0.60	4.67
7	7.37	4.03	18	0.44	4.01
8	7.40	6.02	19	0.23	2.52
9	7.17	8.28	20	0.16	1.97
10	5.73	9.05	>20	0.16	2.52

2.4.2 空气密度

根据《风电场风能资源评估方法》(GBT18710-2002)中空气密度的计算方法：

$$\rho=P/RT$$

式中： ρ 为空气密度， kg/m^3

P为年平均大气压力，Pa

R为气体常数（ $287\text{J}/\text{kg}\cdot\text{K}$ ）

T为年平均空气开氏温标绝对温度（ $^{\circ}\text{C}+273$ ）

根据231103#测风塔收集到的实测数据年平均气温 $t=10.33^{\circ}\text{C}$ ，年平均气压 $P=853.988\text{hPa}$ ，计算可得231103#测风塔位置温压设备所在高度处年平均空气密度为 $1.050\text{kg}/\text{m}^3$ 。根据231104#测风塔收集到的实测数据年平均气温 $t=10.93^{\circ}\text{C}$ ，年平均气压 $P=862.848\text{hPa}$ ，计算可得231104#测风塔位置温压设备所在高度处年平均空气密度为 $1.059\text{kg}/\text{m}^3$ 。根据231105#测风塔收集到的实测数据年平均气温 $t=10.53^{\circ}\text{C}$ ，年平均气压 $P=871.455\text{hPa}$ ，计算可得231105#测风塔位置温压设备所在高度处年平均空气密度为

1.071kg/m³。

相应的风电机组轮毂高度处空气密度亦以此为基础进行相应推算，采用以下公式进行轮毂高度处空气密度的推算：

$$\rho_z = \rho_h e^{-0.0001(z-h)}$$

式中： ρ_z 为订正轮毂高度 z 处的空气密度， ρ_h 为实际观测高度处的空气密度。

计算得到231103#测风塔位置125m高度的年平均空气密度为1.038kg/m³；231104#测风塔位置125m高度的年平均空气密度为1.047kg/m³；231105#测风塔位置125m高度的年平均空气密度为1.058kg/m³。

2.4.3 风切变指数计算

根据《风电场风能资源评估方法》（GB/T 18710-2002）给出的风切变指数 α 的计算公式：

$$\alpha = \frac{\lg(v_2 / v_1)}{\lg(z_2 / z_1)}$$

（1）231103#测风塔风切变

以全部风速数据作为输入，对不同高度的风速进行拟合，各高度的风切变指数及风切轮廓线如下表及下图所示：

表 2.4-10 各高度风切变指数

风速通道	风速_30	风速_60	风速_100
风速_60	0.190		
风速_100	0.192	0.196	
风速_120	0.197	0.205	0.230

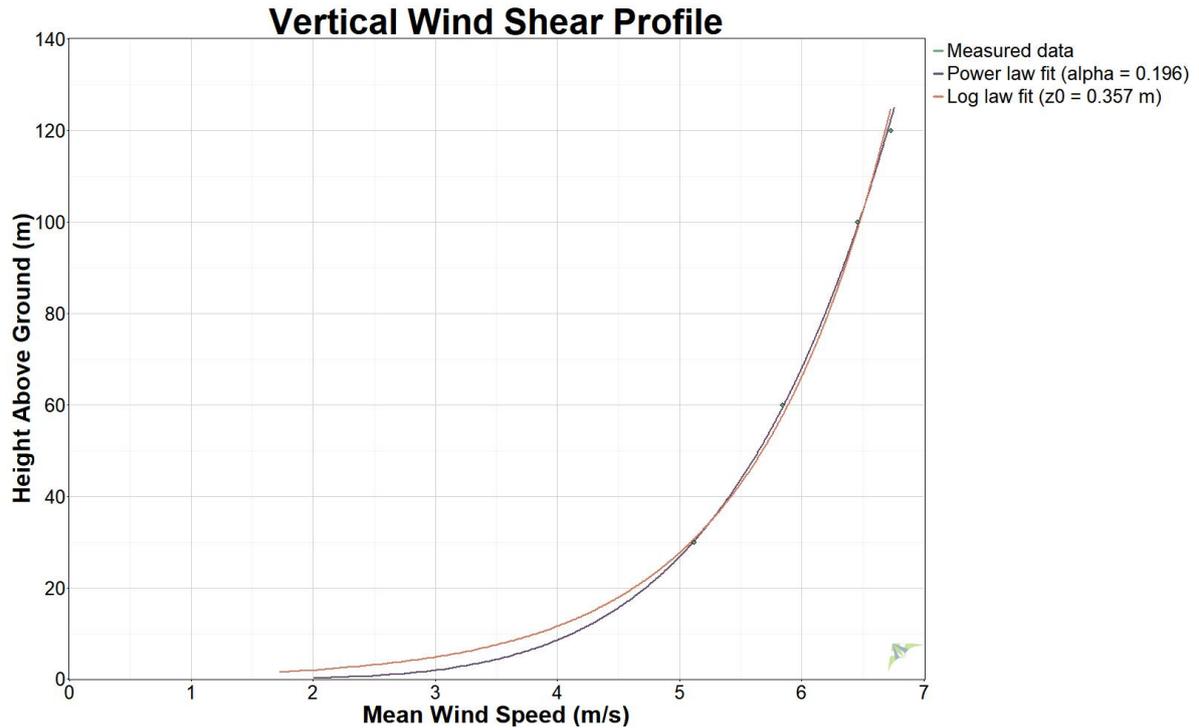


图 2.4-1 231103#测风塔风切变指数拟合图

计算得：231103#测风塔位置风切变指数 $\alpha=0.196$ ，拟合曲线方程为： $Y=2.6278X^{0.1956}$ ，相关系数 $R=0.9993$ 。

(2) 231104#测风塔风切变

以全部风速数据作为输入，对不同高度的风速进行拟合，各高度的风切变指数及风切轮廓线如下表及下图所示：

表 2.4-11 各高度风切变指数

风速通道	风速_30	风速_60	风速_100
风速_60	0.220		
风速_100	0.204	0.181	
风速_120	0.202	0.183	0.190

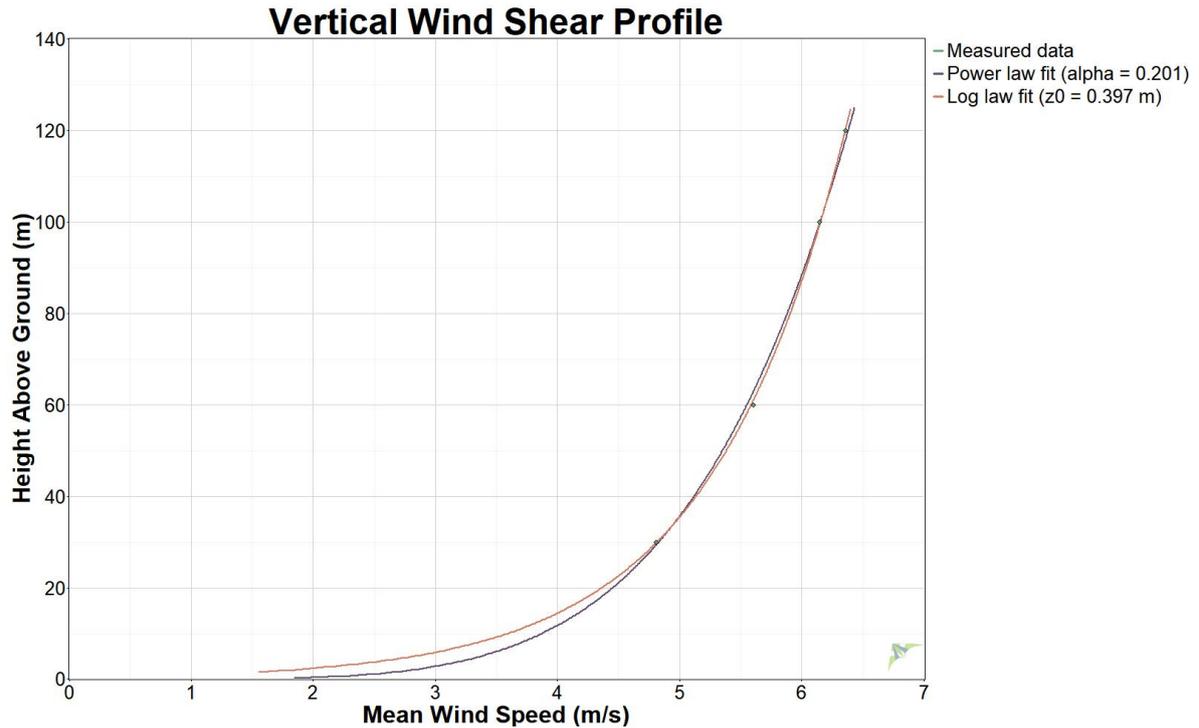


图 2.4-2 231104#测风塔风切变指数拟合图

计计算得：231104#测风塔位置风切变指数 $\alpha=0.201$ ，拟合曲线方程为： $Y=2.4412X^{0.2006}$ ，相关系数 $R=0.9977$ 。

(3) 231105#测风塔风切变

以全部风速数据作为输入，对不同高度的风速进行拟合，各高度的风切变指数及风切轮廓线如下表及下图所示：

表 2.4-12 各高度风切变指数

风速通道	风速_30	风速_60	风速_100
风速_60	0.122		
风速_100	0.129	0.139	
风速_120	0.127	0.133	0.117

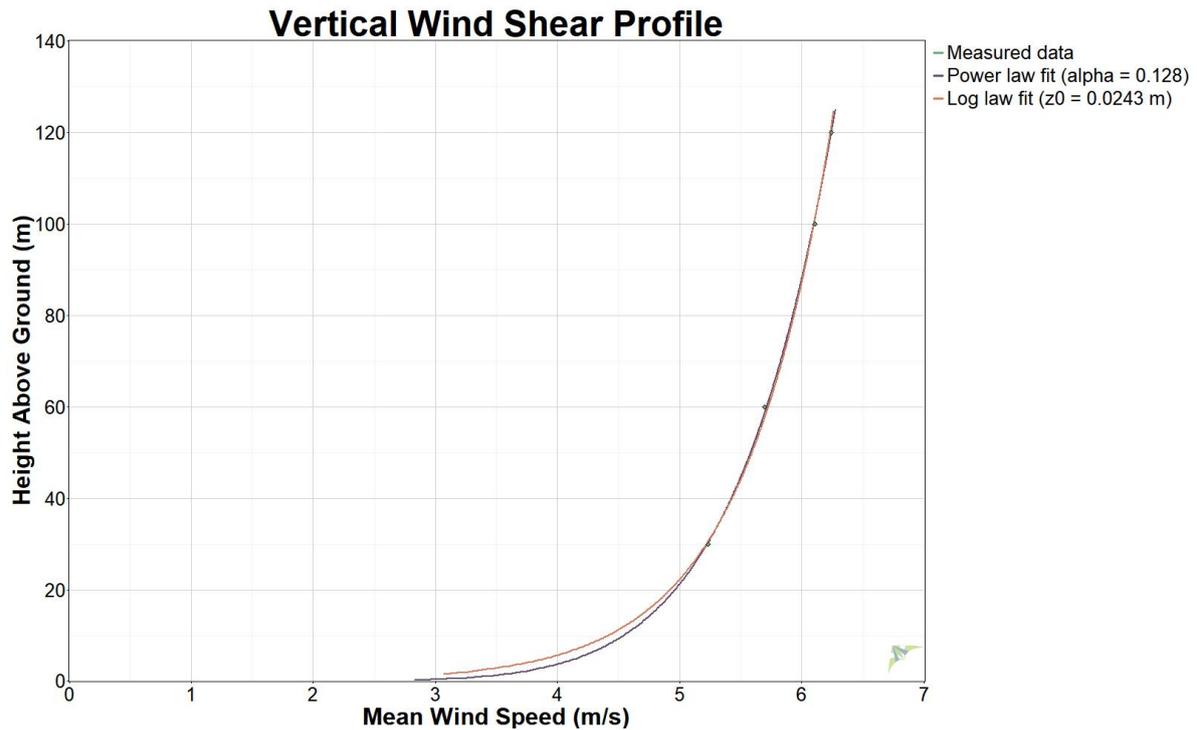


图 2.4-3 231105#测风塔风切变指数拟合图

计算得：231105#测风塔位置风切变指数 $\alpha=0.128$ ，拟合曲线方程为： $Y=3.3732X^{0.1284}$ ，相关系数 $R=0.9990$ 。

本阶段目前场址区海拔较高且地形复杂，其评估结果存在一定不确定性，本阶段推算轮毂高度风速采用高层风切变，231103#测风塔风切变指数采用0.23，利用该风切变值，推算至测风塔125米高度处实测年平均风速为6.88m/s；231104#测风塔风切变指数采用0.19，利用该风切变值，推算至测风塔125米高度处实测年平均风速为6.51m/s；231105#测风塔风切变指数采用0.117，利用该风切变值，推算至测风塔125米高度处实测年平均风速为6.40m/s。

2.4.4 湍流强度

湍流强度是短时间(一般少于 10min)内的风速波动，取决于地表的粗糙度、地层稳定性和障碍物。湍流强度的大小不同可以减少风机输出功率和引起风能转换系统振动和荷载的不均匀，最终使风力发电机组受到破坏。逐小时湍流强度是以 1h 内最大的 10min 湍流强度作为该小时代表值。IEC61400-1 第四版中对风力发电机组的分级如下表所示。

表 2.4-13 湍流等级表 (NB/T 31107-2017)

机组设计等级	I	II	III
--------	---	----	-----

V_{ave}	(m/s)	10	8.5	7.5
V_{ref}	(m/s)	50	42.5	37.5
	热带(m/s) $V_{ref,T}$	57.5	57.5	57.5
A+	$I_{ref}(-)$	0.18		
A	$I_{ref}(-)$	0.16		
B	$I_{ref}(-)$	0.14		
C	$I_{ref}(-)$	0.12		

注: V_{ave} 为年平均参考风速; V_{ref} 为 10min 平均参考风速; $V_{ref,T}$ 为热带气旋区域 10min 平均参考风速;A+为超高湍流强度特征值;A 为较高湍流强度特征值;B 为中等湍流强度特征值;C 为较低湍流强度特征值; I_{ref} 为湍流强度参考值。

以各测风塔 120m 高度的 10 分钟测风数据作为输入,得到不同风速下的代表湍流强度拟合图,拟合曲线如图 2.4-4~6 所示。

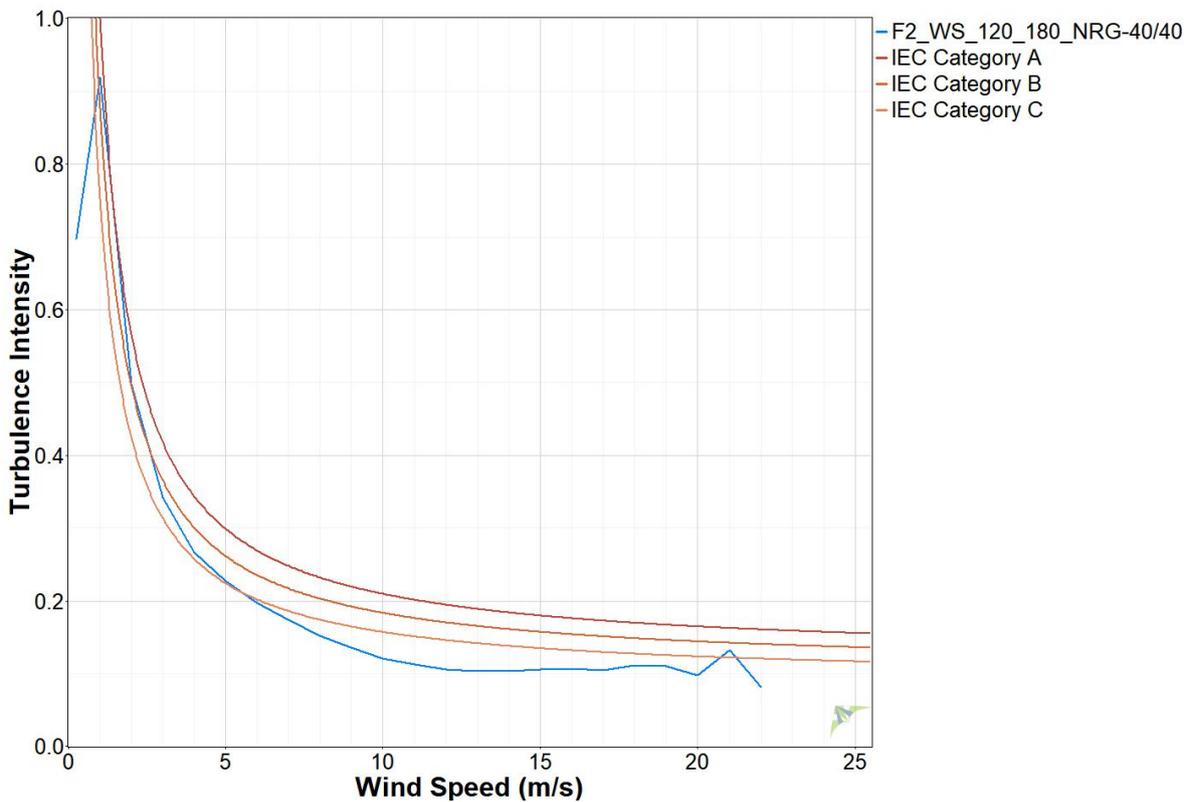


图 2.4-4 231103#测风塔 120m 高度代表湍流强度拟合图

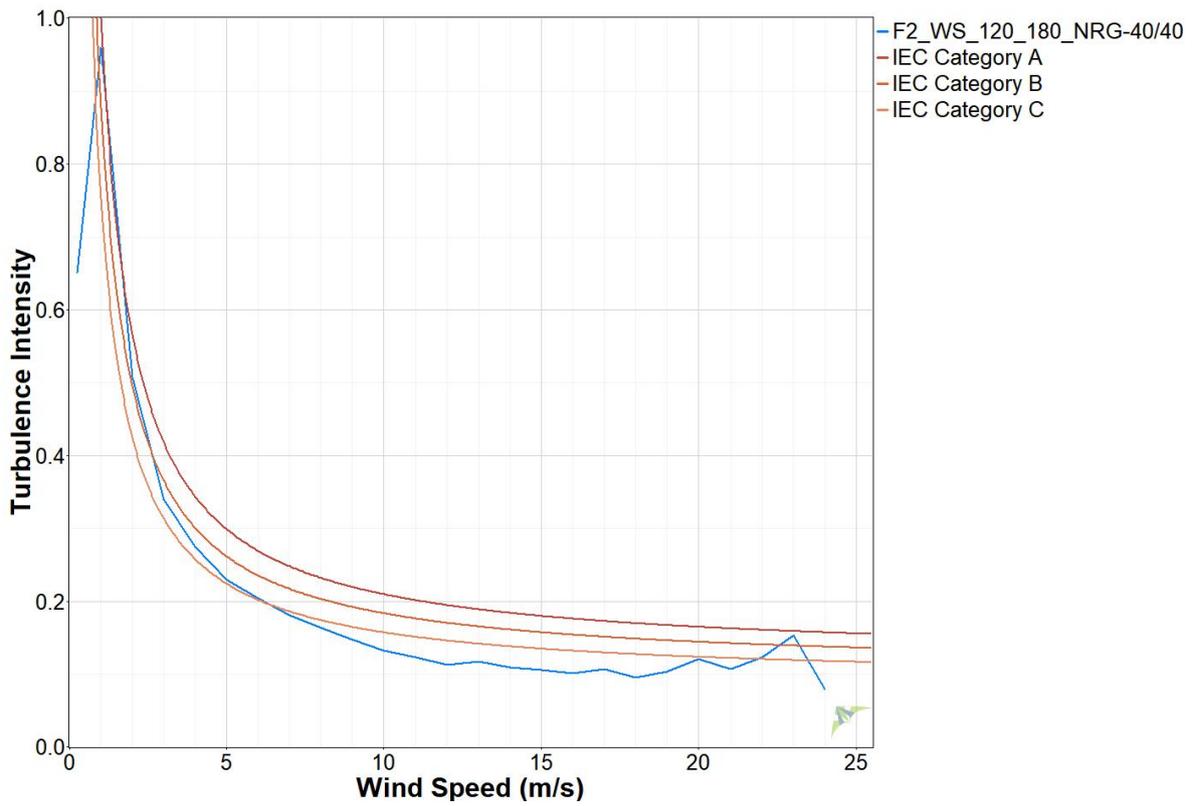


图 2.4-5 231104#测风塔 120m 高度代表湍流强度拟合图

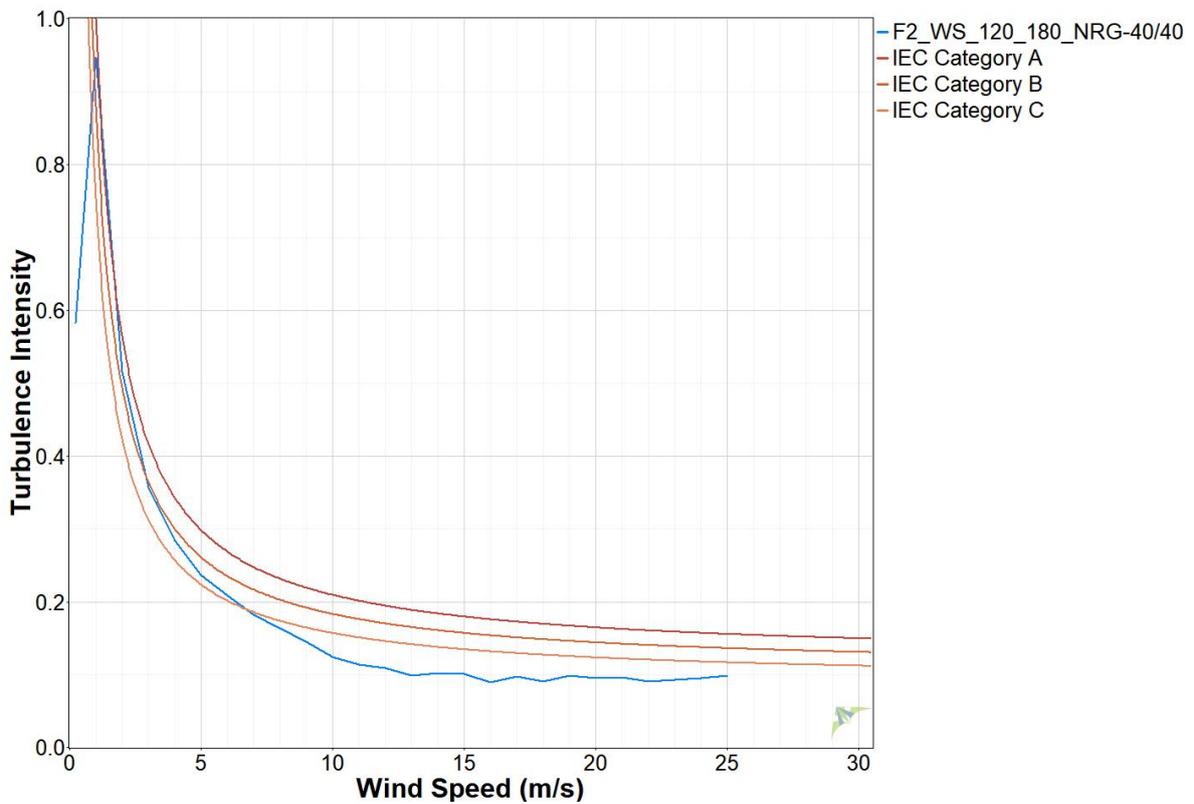


图 2.4-6 231105#测风塔 120m 高度代表湍流强度拟合图

对不同高度的湍流强度进行统计分析，得到测风塔位置不同高度下风速 15m/s 下的平均湍流强度和代表湍流强度，见表 2.4-14 所示。

表 2.4-14 测风塔不同高度的湍流强度统计结果

231103#				
项目高度	30m	60m	100m	120m
I15	0.11	0.10	0.08	0.07
90%TI	0.13	0.12	0.11	0.11
231104#				
项目高度	30m	60m	100m	120m
I15	0.11	0.09	0.08	0.07
90%TI	0.14	0.12	0.12	0.11
231105#				
项目高度	30m	60m	100m	120m
I15	0.10	0.08	0.07	0.06
90%TI	0.13	0.12	0.10	0.10

参照 IEC61400-1 第四版，231103#测风塔 120m 高度风速 15m/s 下的平均湍流强度特征值 $I_{15}=0.07$ ，其湍流强度等级属于 C 类；231104#测风塔 120m 高度风速 15m/s 下的平均湍流强度特征值 $I_{15}=0.07$ ，其湍流强度等级属于 C 类；231105#测风塔 100m 高度风速 15m/s 下的平均湍流强度特征值 $I_{15}=0.06$ ，其湍流强度等级属于 C 类。

因此，综合考虑，推荐选择 C 级及以上的机型。

2.4.5 风电场轮毂高度 50 年一遇极大风速计算

采用五日法进行推算，计算方法如下。

$$\bar{v} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i$$

$$S = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum (v_i - \bar{v})^2}$$

$$\alpha = C_1 / S$$

$$u = \bar{v} - C_2 / \alpha$$

$$V_{50-\max} = u - \frac{1}{\alpha} \ln[\ln(\frac{50 \times 73}{50 \times 73 - 1})]$$

式中： v_p ——轮毂高度 50 年一遇极大风速；

n ——测风塔在轮毂高度 10min 最大风速符合条件的系列样本数，以 5 日为一样本；

\bar{v} ——风速系列的均值；

S——风速系列的均方差；

C_1 、 C_2 ——与样本数 n 有关的系数，经查表 $C_1=1.18536$ $C_2=0.55477$ 。

经计算：

231103#测风塔 $V_{50-max}=24.03\text{m/s}$ ，根据极大风速与最大风速的换算系数经验取值 1.4，推算得到 125m 高度的极大风速为 33.64m/s。推算至标准空气密度下最大风速 22.74m/s，根据换算系数经验取值可得极大风速为 31.83m/s。因 125m 高度标准空气密度下五十年一遇最大风速小于 37.5m/s，极大风速小于 52.5m/s，因此推荐选用 IEC III 类风机机组。

231104#测风塔 $V_{50-max}=31.82\text{m/s}$ ，根据极大风速与最大风速的换算系数经验取值 1.4，推算得到 125m 高度的极大风速为 44.55 m/s。推算至标准空气密度下最大风速 30.11m/s，根据换算系数经验取值可得极大风速为 42.15m/s。因 125m 高度标准空气密度下五十年一遇最大风速小于 37.5m/s，极大风速小于 52.5m/s，因此推荐选用 IEC III 类风机机组。

231105#测风塔 $V_{50-max}=35.00\text{m/s}$ ，根据极大风速与最大风速的换算系数经验取值 1.4，推算得到 125m 高度的极大风速为 49.00 m/s。推算至标准空气密度下最大风速 33.12m/s，根据换算系数经验取值可得极大风速为 46.37m/s。因 125m 高度标准空气密度下五十年一遇最大风速小于 37.5m/s，极大风速小于 52.5m/s，因此推荐选用 IEC III 类风机机组。

综上所述，推荐选用 IEC III 类风机机组。

2.4.6 威布尔分布

威布尔分布是一种形式简单而又能较好拟合实际风速的概率模型。其计算公式为：

$$P(x)=\frac{k}{c}\left(\frac{x}{c}\right)^{k-1}\exp\left[-\left(\frac{x}{c}\right)^k\right]$$

利用最大似然法求得测风塔风速的威布尔分布的形状参数，尺度参数以及拟合曲线求得的平均风速与实际风速比较结果，如下表所示，拟合结果与实际结果均十分接近。表明测风塔风速资料的风频分布符合威布尔分布，拟合曲线见图 2.4-7 所示。

表 2.4-15 测风塔威布尔拟合结果

测风塔	形状参数 k	尺度参数 c
231103#	1.97	7.65
231104#	1.76	7.19
231105#	1.47	6.89

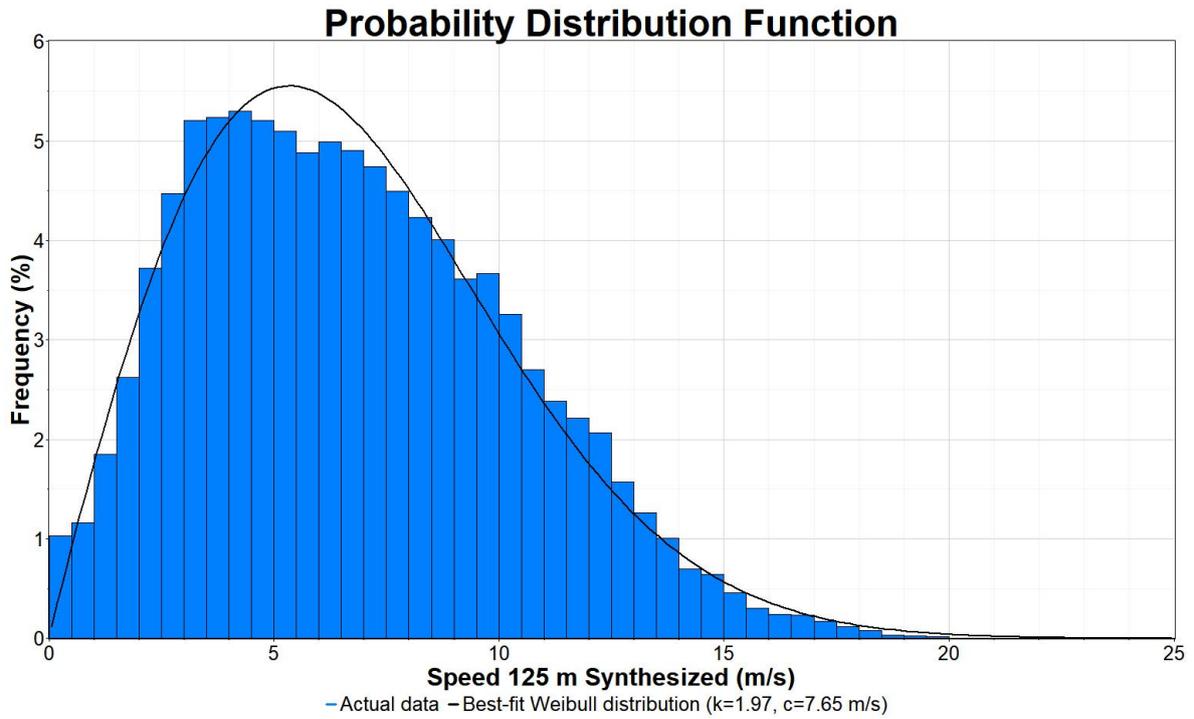


图 2.4-7 231103#测风塔 125 米高度风速威布尔拟合曲线图

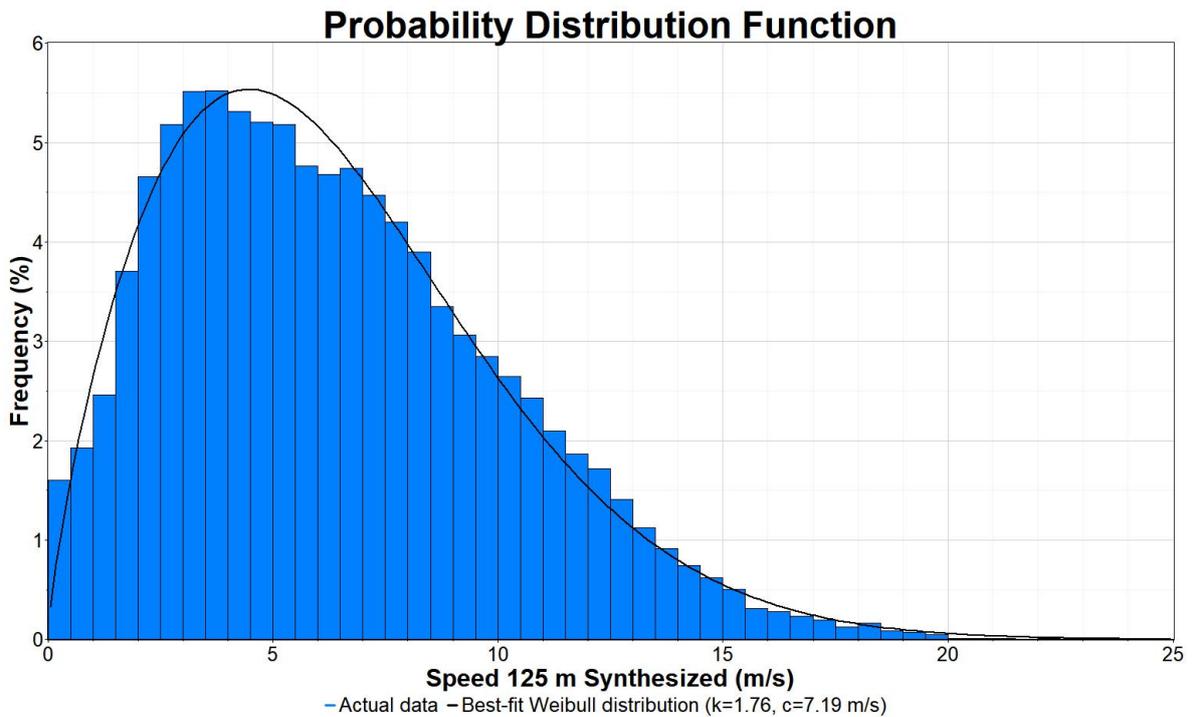


图 2.4-8 231104#测风塔125米高度风速威布尔拟合曲线图

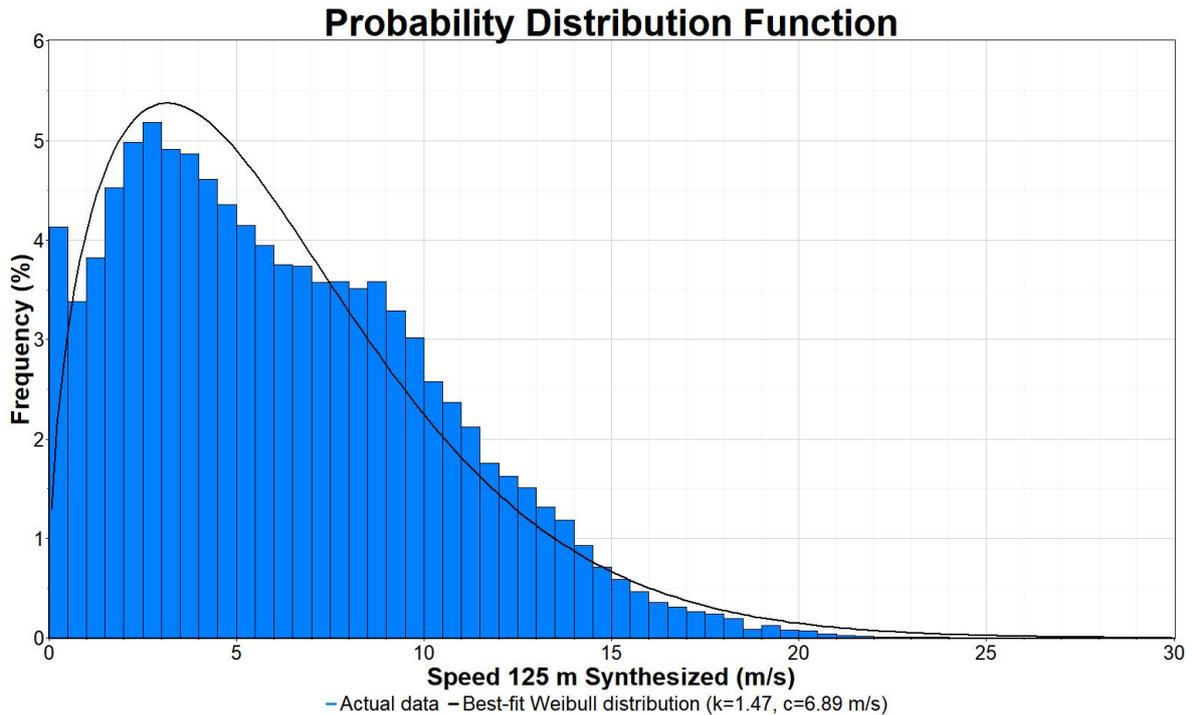


图2.4-9 231105#测风塔125米高度风速威布尔拟合曲线图

2.4.7 不同轮毂高度处风速计算

利用计算得到的风切变指数推算出各测风塔不同轮毂高度处的风速和风功率密度。结果如表 2.4-16 所示。

表 2.4-16 不同轮毂高度处风资源计算结果

231103#测风塔		
预装轮毂高度 H (m)	风速 V (m/s)	完整年风功率密度 P (W/m ²)
120m	6.81	309
125m (推算)	6.88	317
231104#测风塔		
预装轮毂高度 H (m)	风速 V (m/s)	完整年风功率密度 P (W/m ²)
120m	6.36	294
125m (推算)	6.41	299
231105#测风塔		
预装轮毂高度 H (m)	风速 V (m/s)	完整年风功率密度 P (W/m ²)
120m	6.34	328
125m (推算)	6.40	333

2.5 气象灾害情况

玉门镇气候特征是降水少、蒸发大、日照长、风沙多、气候干燥，灾害性天气有大风、沙尘暴、寒潮、霜冻、暴雨、冰雹等。

根据 1985~2009 年玉门市气象灾害资料，近 25 年玉门发生一百多次气象灾害，大风灾害最多，有 56 次；局地强降水次之，有 48 次；强降温、寒潮、霜冻、低温冷害第 3，有 21 次，冰雹灾害次数最少，出现 7 次；其中，在 2001~2009 年的 9 年里，大风灾害有 34 次，局地强降水灾害有 29 次，强降温、寒潮、霜冻、低温冷害有 15 次，冰雹灾害有 3 次。

2.6 场址风速分析

为了更好了解场址周边风资源情况，根据实测风数据选择风资源更好的场址，现阶段已建六座测风塔距离最远两塔（231105#-240813#）距离约 42km。其中 231103#、231104#、231105#位于整片区域南侧，240811#、240812#、240813#位于整片区域南侧。对比六座测风塔同期风速（2024.8.15-2024.11-19），对比结果如下：

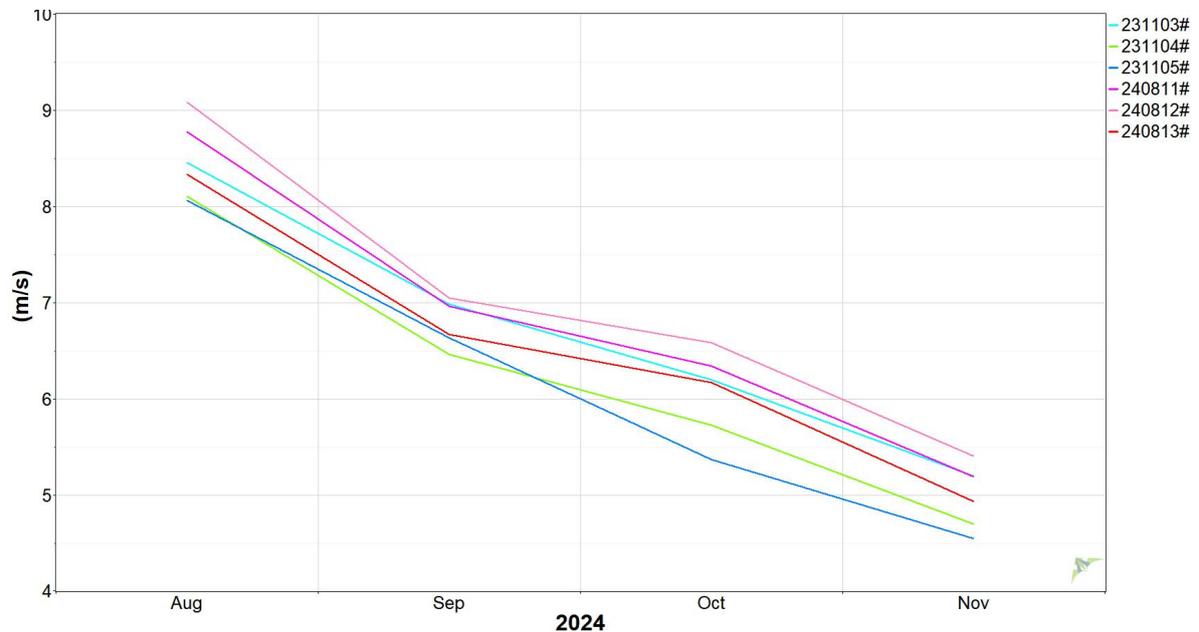


图 2.6-1 六座测风塔同期风速对比图

表 2.6-1 六座测风塔同期风速对比表

月份\风速(m/s)	231103#	231104#	231105#	240811#	240812#	240813#
8月	8.46	8.11	8.07	8.78	9.09	8.34
9月	6.99	6.47	6.64	6.97	7.05	6.67
10月	6.20	5.73	5.37	6.34	6.58	6.17
11月	5.20	4.70	4.54	5.19	5.40	4.93
平均	6.71	6.25	6.15	6.82	7.03	6.53

从对比结果可以看出，根据截至目前实测风数据分析，整个片区北侧的风速整体高于南部。估本次所选场址区域位于北侧。

2.7 结论及建议

2.7.1 结论

(1) 甘肃巨化新能源(玉门)有限公司玉门北山风电场 231103#测风塔数据 120m 高度代表年年平均风速为 6.81m/s，主要风向为 W、ESE；231104#测风塔 120m 高度代表年年平均风速为 6.45m/s，主要风向为 W、NNE；231105#测风塔 120m 高度代表年年平均风速为 6.34m/s，主要风向为 W、ESE。另因预设机型轮毂高度因素，故根据高层风切变指数外推至 125m 高度风速，231103#测风塔 125m 代表年平均风速为 6.88m/s；231104#测风塔 125m 代表年平均风速为 6.51m/s；231105#测风塔 125m 代表年平均风速为 6.40m/s。其主要风速风能数据整理结果见表 2.4-1~2.4-6。初步判断本风电场的风资源具有一定的开发价值。

(2) 本风场风功率密度等级为 1 级。231103#测风塔 120m 高度风速 15m/s 下的平均湍流强度特征值 $I_{15}=0.07$ ；231104#测风塔 120m 高度风速 15m/s 下的平均湍流强度特征值 $I_{15}=0.07$ ；231105#测风塔 120m 高度风速 15m/s 下的平均湍流强度特征值 $I_{15}=0.06$ 。231103#测风塔 125m 标准空气密度下最大风速 22.74m/s，极大风速为 31.83m/s。231104#测风塔 125m 高度标准空气密度下最大风速 30.11m/s，极大风速为 42.15m/s。231105#测风塔 125m 高度标准空气密度下最大风速 33.12m/s，极大风速为 46.37m/s。本阶段暂时建议采用 IEC III C 类及以上的风电机组，但建议后续主机厂家注重核算各机位安全性。

(3) 风场区域的主要风况参数表、风速及风能分布曲线、风向及风能玫瑰图、风速及风能分布曲线、风速及风功率密度月变化图、日变化图，分别见表 2.5-1、图 2.5-1~图 2.5-21 所示。

2.7.2 建议

(1) 本阶段目前分析所用三座测风塔位于场址南部，其评估结果存在一定不确定性，建议该场址区域内新建三座测风塔获得满一年的实测数据后再进行详细的风资源分析。有助于提高风资源评估和发电量计算的精度。

(2) 风电场受冰冻及低温影响比较严重，风机选型应充分考虑低温及抗覆冰设计的影响。

表 2.7-1 测风塔主要风况参数表

风场名称	甘肃巨化新能源（玉门）有限公司玉门北山 1GW 风电项目
------	------------------------------

测风塔地点	巨化甘肃玉门花海镇	巨化甘肃玉门花海镇	巨化甘肃玉门花海镇		
测风塔编号	231103#	231104#	231105#		
测风塔地理位置	N40°35'46.68" E98°8'8.76"	N40°36'40.5" E97°56'30.72"	N40°31'18.36" E97°59'33.42"		
测风塔海拔高度	1444	1367	1281		
评估年测风时段	2023/10/24~2024/11/29	2023/10/27~2024/11/29	2023/10/24~2024/11/29		
有效数据完整率	99.84%(120m)	99.09%(120m)	99.03% (120m)		
长期测站名称	玉门市气象站				
长期测站地理位置	E97°02', N40°16'				
长期测站与风场中心直线距离	92km				
231103#测风塔主要风况参数					
测风仪高度	30m	60m	100m	120m	125m
代表年年平均风速(m/s)	5.18	5.92	6.54	6.81	6.88
代表年风功率密度(W/m ²)	236	299	388	427	440
231104#测风塔主要风况参数					
测风仪高度	30m	60m	100m	120m	125m
代表年年平均风速(m/s)	4.88	5.67	6.23	6.36	6.41
代表年风功率密度(W/m ²)	150	210	267	294	301
231105#测风塔主要风况参数					
测风仪高度	30m	60m	100m	120m	125m
代表年年平均风速(m/s)	5.29	5.78	6.20	6.34	6.40
代表年风功率密度(W/m ²)	193	254	311	328	333
塔号	231103#	231104#	231105#		
50年一遇极大风速(m/s)125m高度	31.83	42.15	46.37		
高层风切变指数	0.23	0.19	0.12		
120m高度平均湍流强度 I ₁₅	0.11	0.11	0.10		
轮毂高度平均空气密度(kg/m ³)	1.038	1.047	1.058		

2.8 附图

根据计算结果，绘出风速及风能分布曲线、风向及风能玫瑰图、风速及风能分布

曲线、风速及风功率密度月变化图、日变化图，分别见图 2.8-1~图 2.8-21。

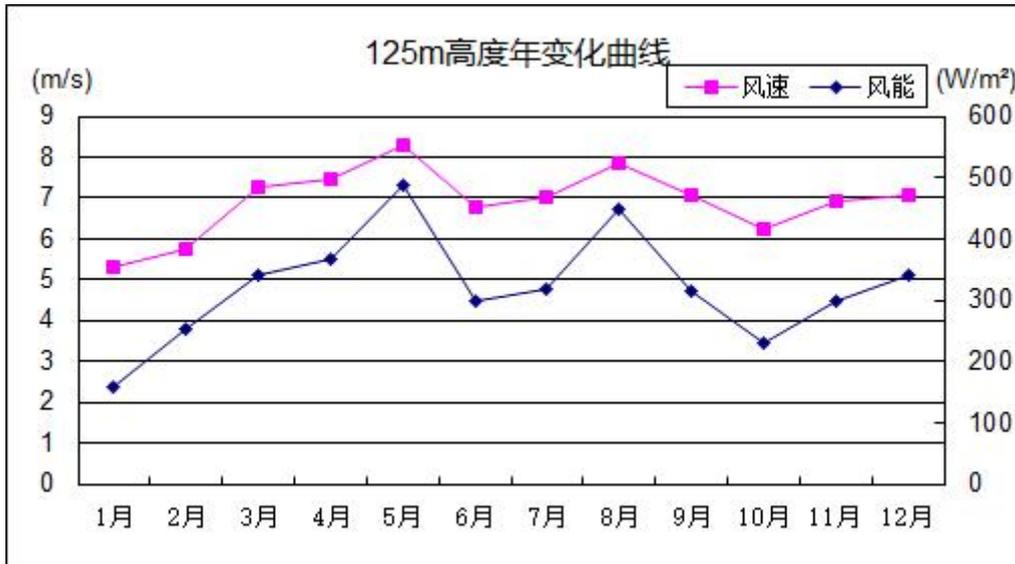


图 2.8-1 231103#测风塔 125m 高度测风塔风速和风功率密度年变化曲线图

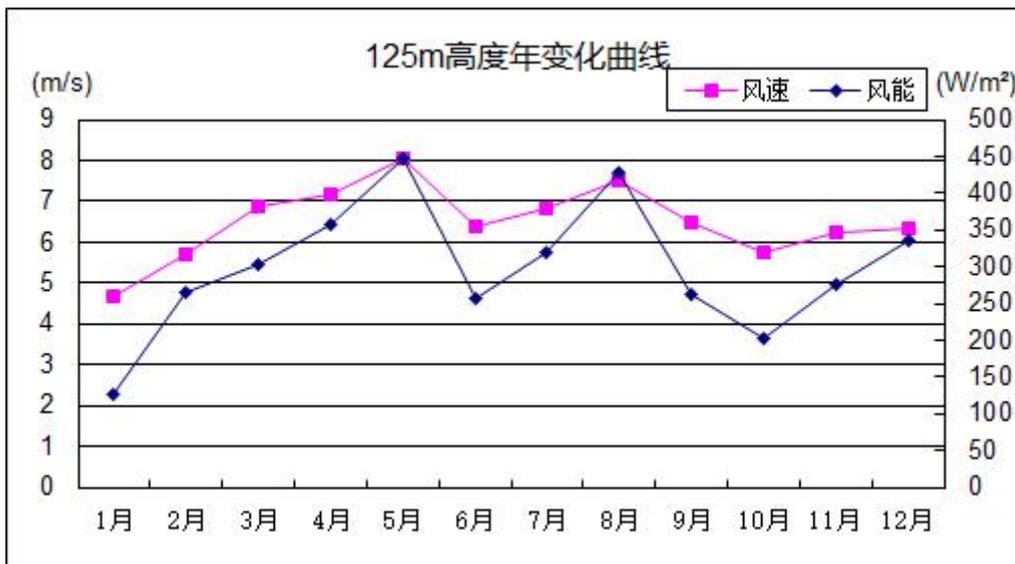


图 2.8-2 231104#测风塔 125m 高度测风塔风速和风功率密度年变化曲线图

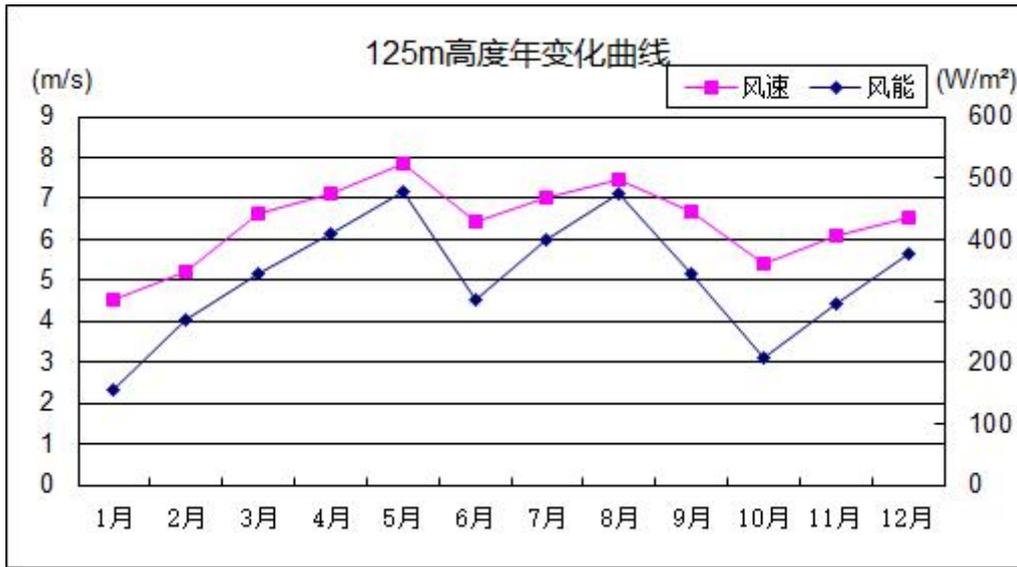


图 2.8-3 231105#测风塔 125m 高度测风塔风速和风功率密度年变化曲线图

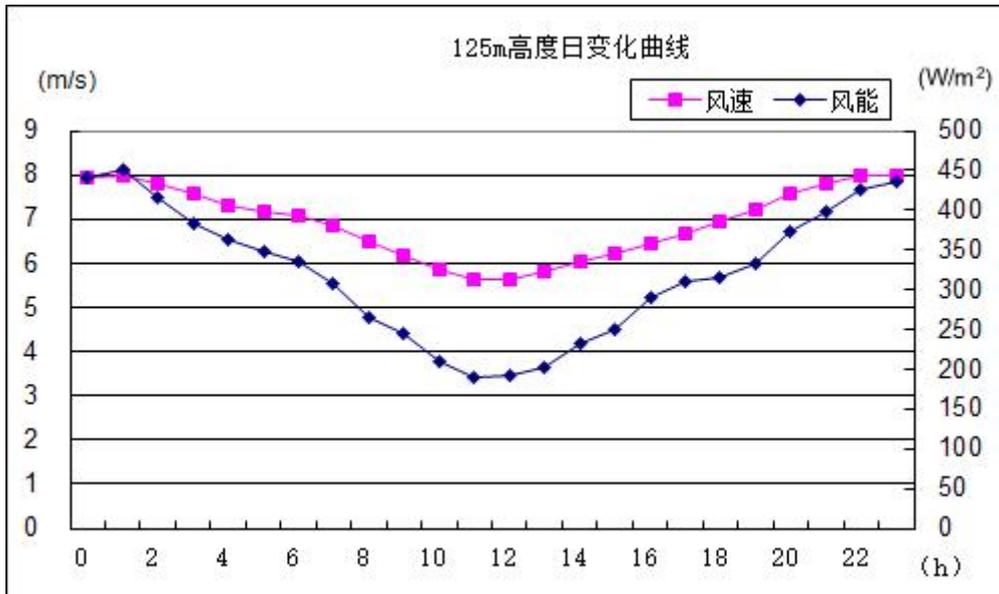


图 2.8-4 231103#测风塔 125m 高度风速和风功率密度日变化曲线图

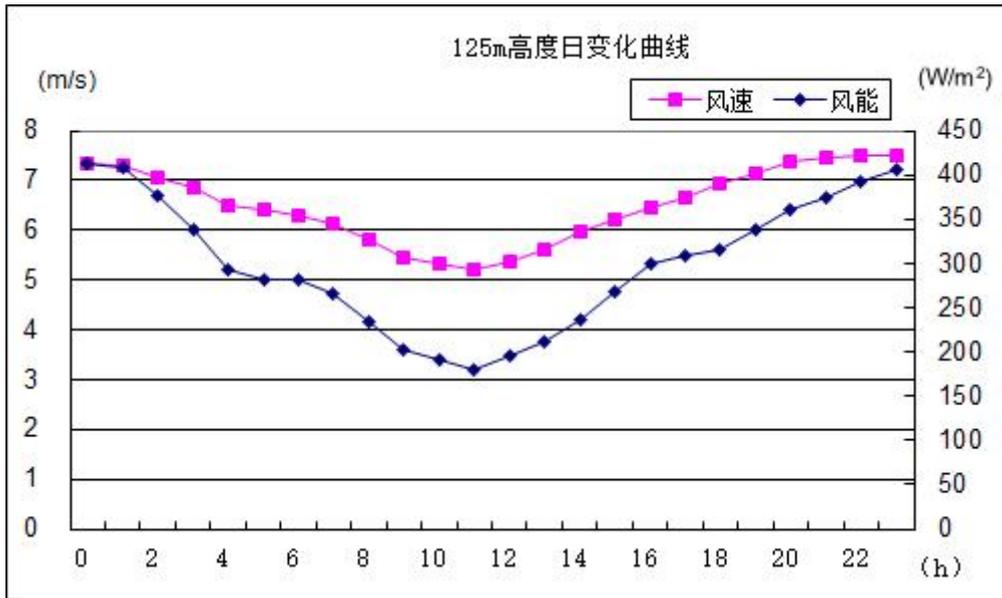


图 2.8-5 231104#测风塔 125m 高度风速和风功率密度日变化曲线图

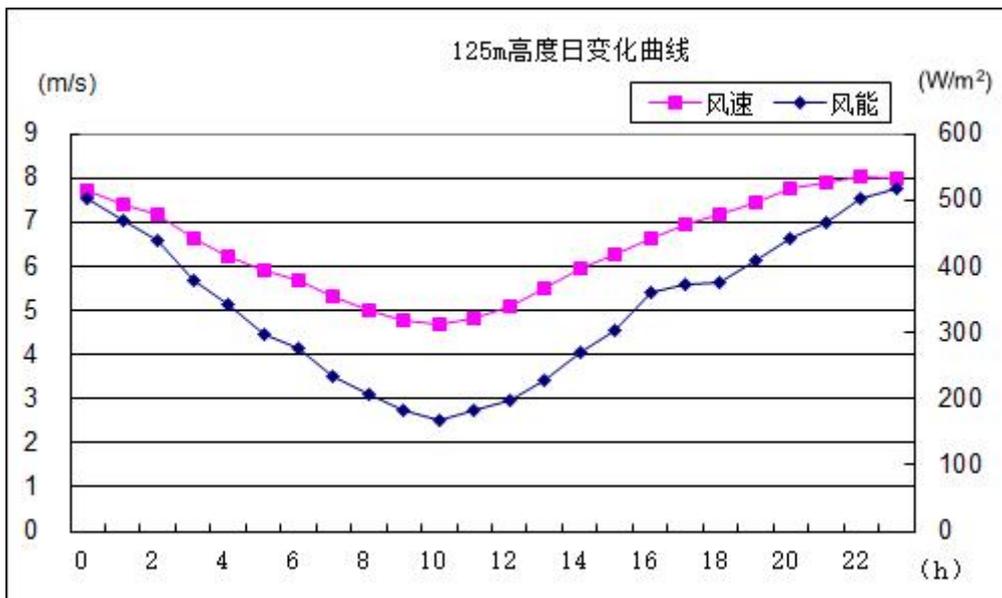


图 2.8-6 231105#测风塔 125m 高度风速和风功率密度日变化曲线图

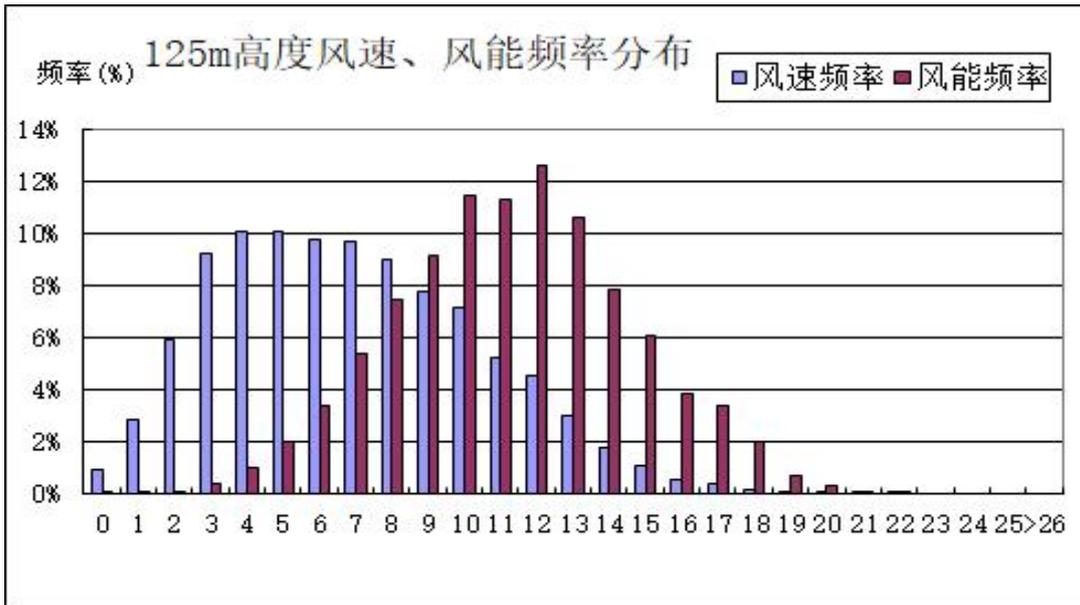


图 2.8-7 231103#测风塔 125m 高度处风速和风能频率分布直方图

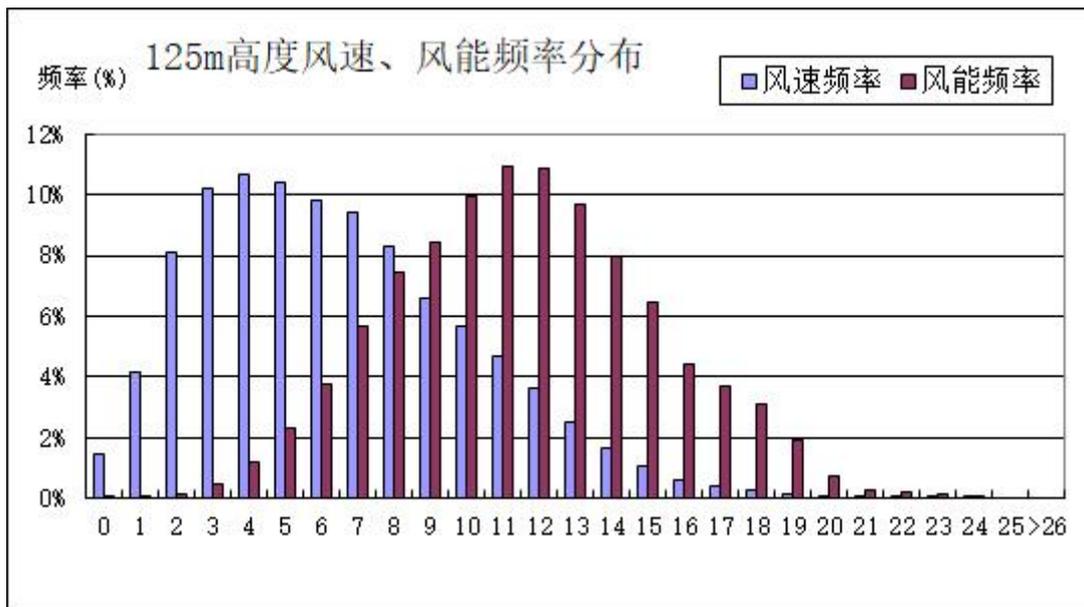


图 2.8-8 231104#测风塔 125m 高度处风速和风能频率分布直方图

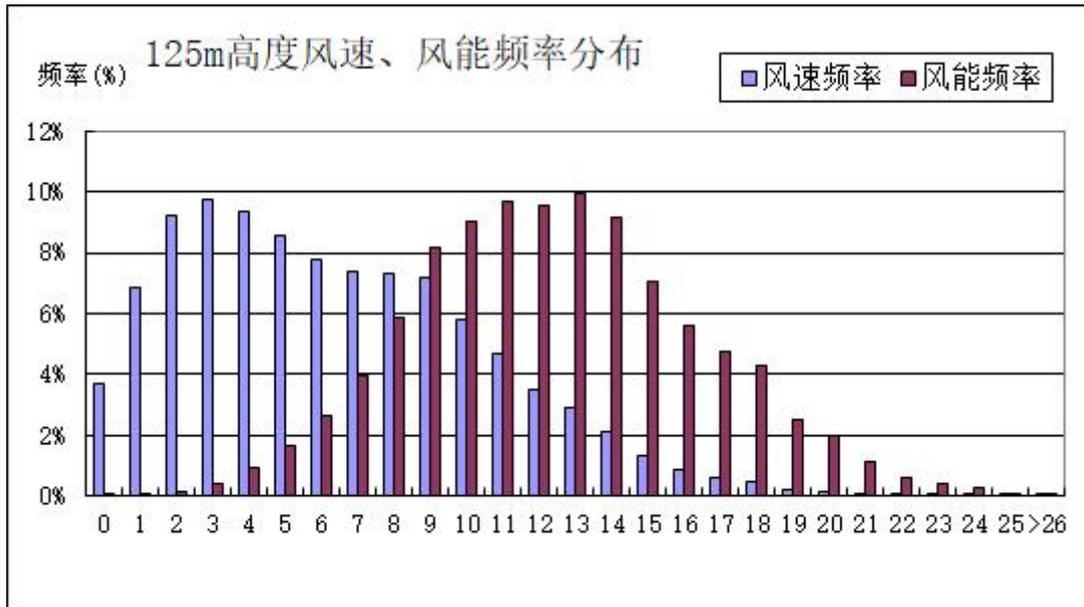


图 2.8-9 231105#测风塔 125m 高度处风速和风能频率分布直方图

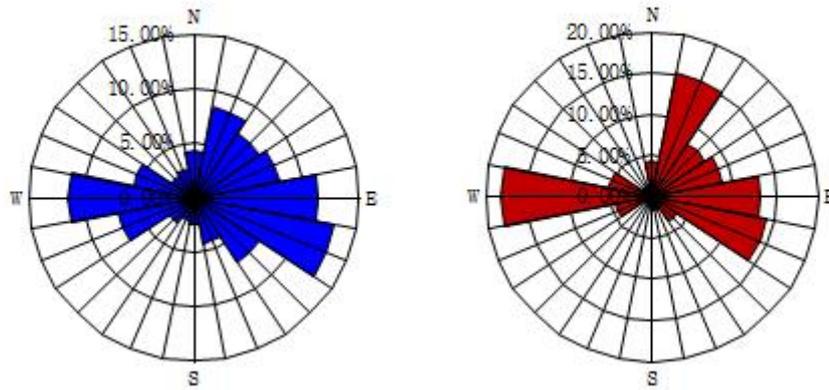


图 2.8-10 231103#测风塔 125m 高度风向、风能玫瑰图

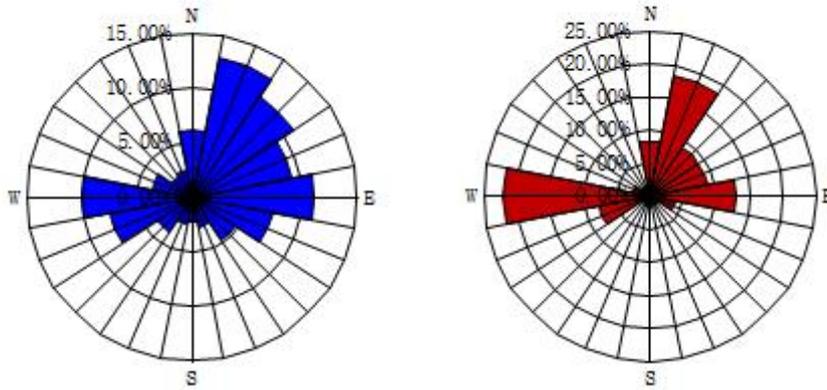


图 2.6-11 231104#测风塔 125m 高度风向、风能玫瑰图

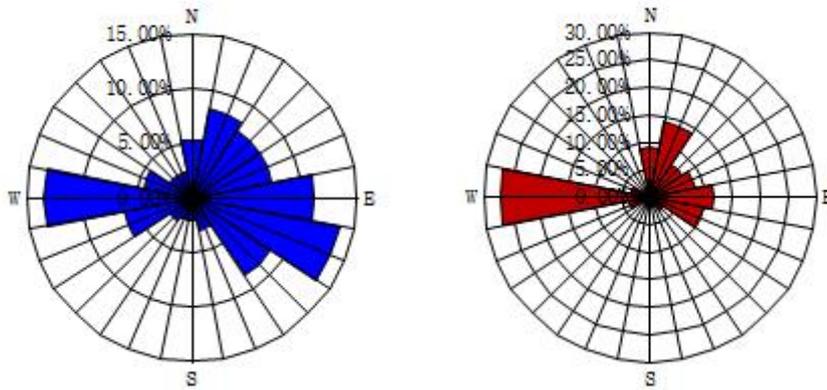


图 2.8-12 231105#测风塔 125m 高度风向、风能玫瑰图

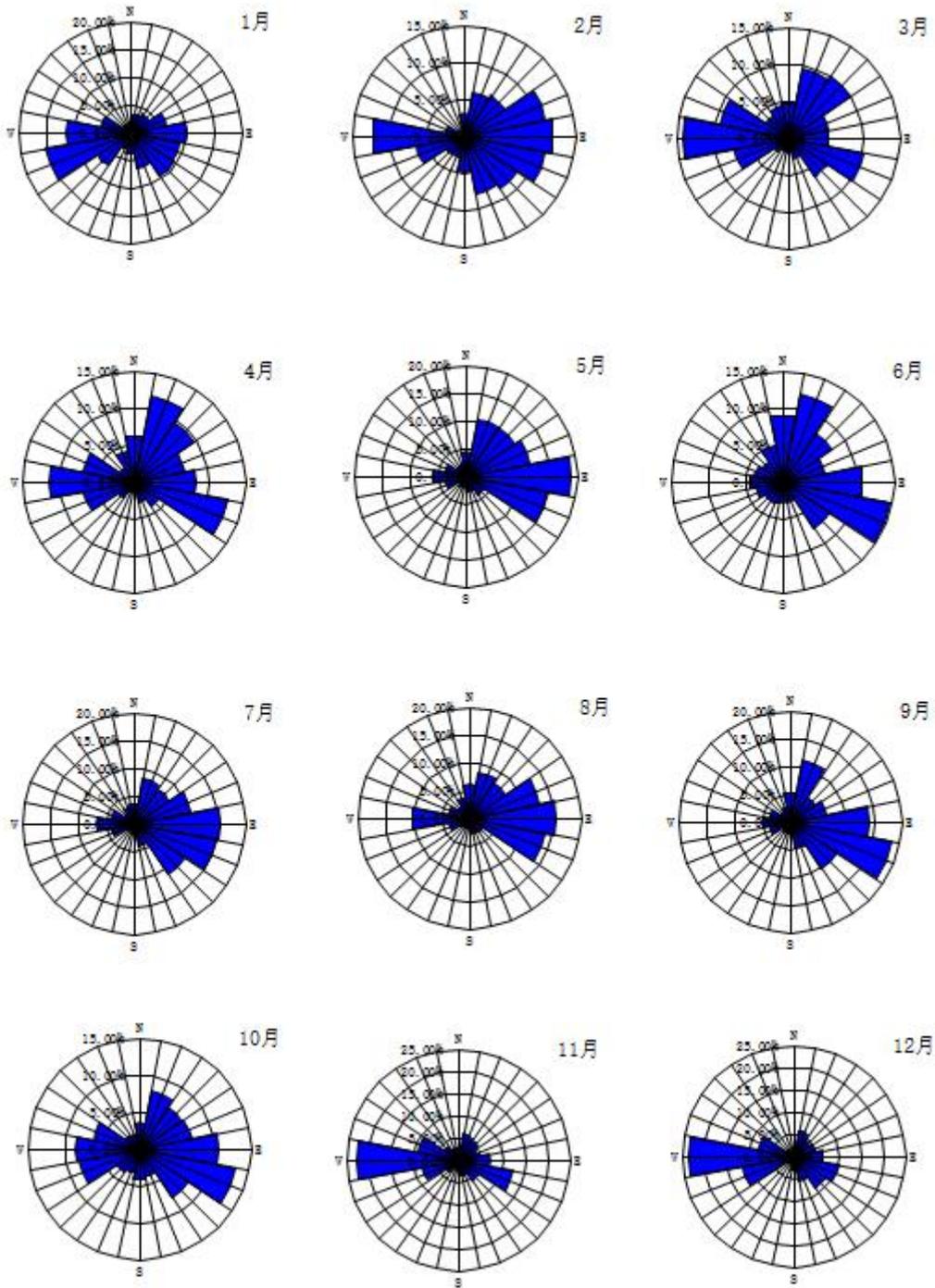


图 2.8-13 231103#测风塔 125m 高度处逐月风向玫瑰图

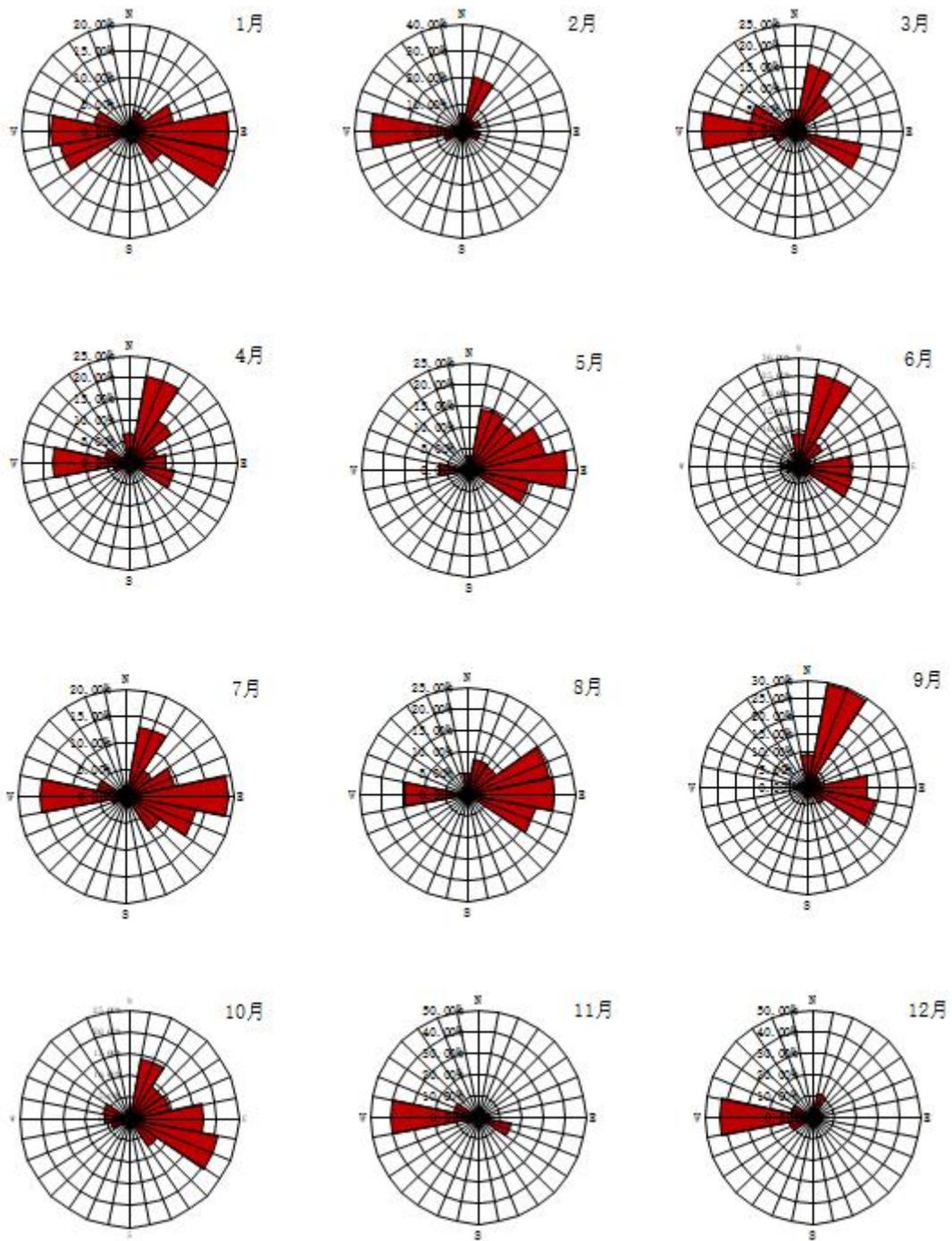


图 2.8-14 231103#测风塔 125m 高度处逐月风能玫瑰图

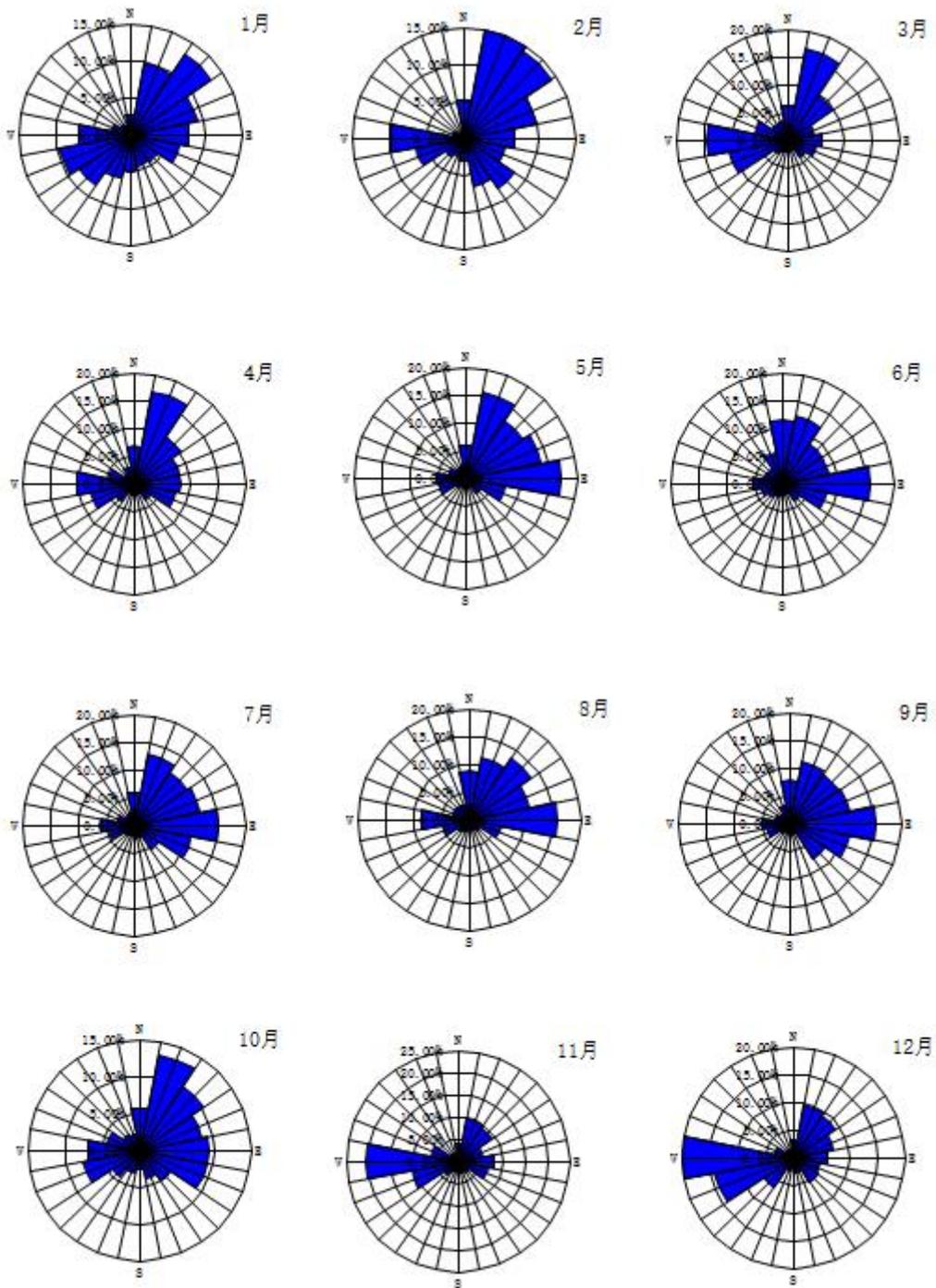


图 2.8-15 231104#测风塔 125m 高度处逐月风向玫瑰图

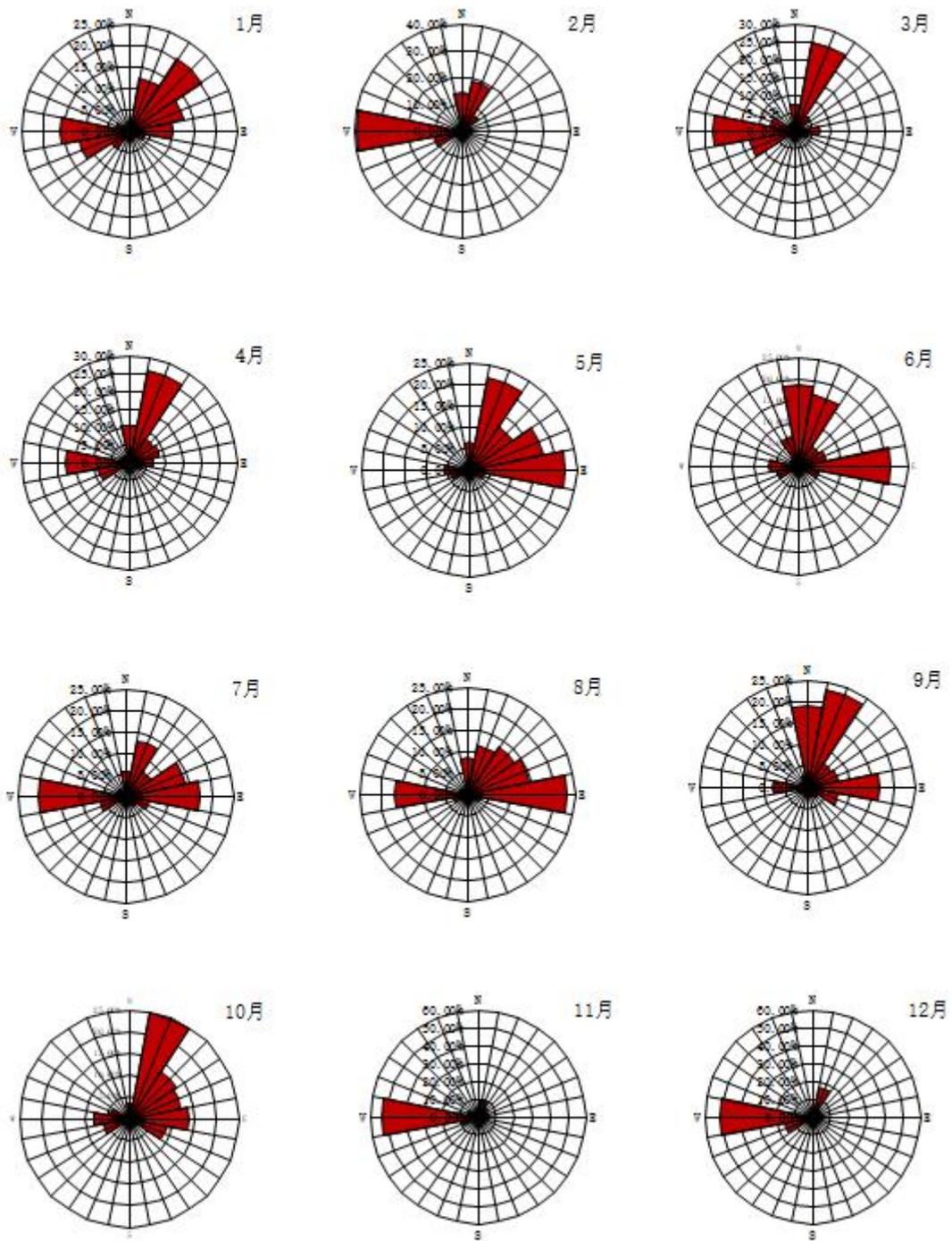


图 2.8-16 231104#测风塔 125m 高度处逐月风能玫瑰图

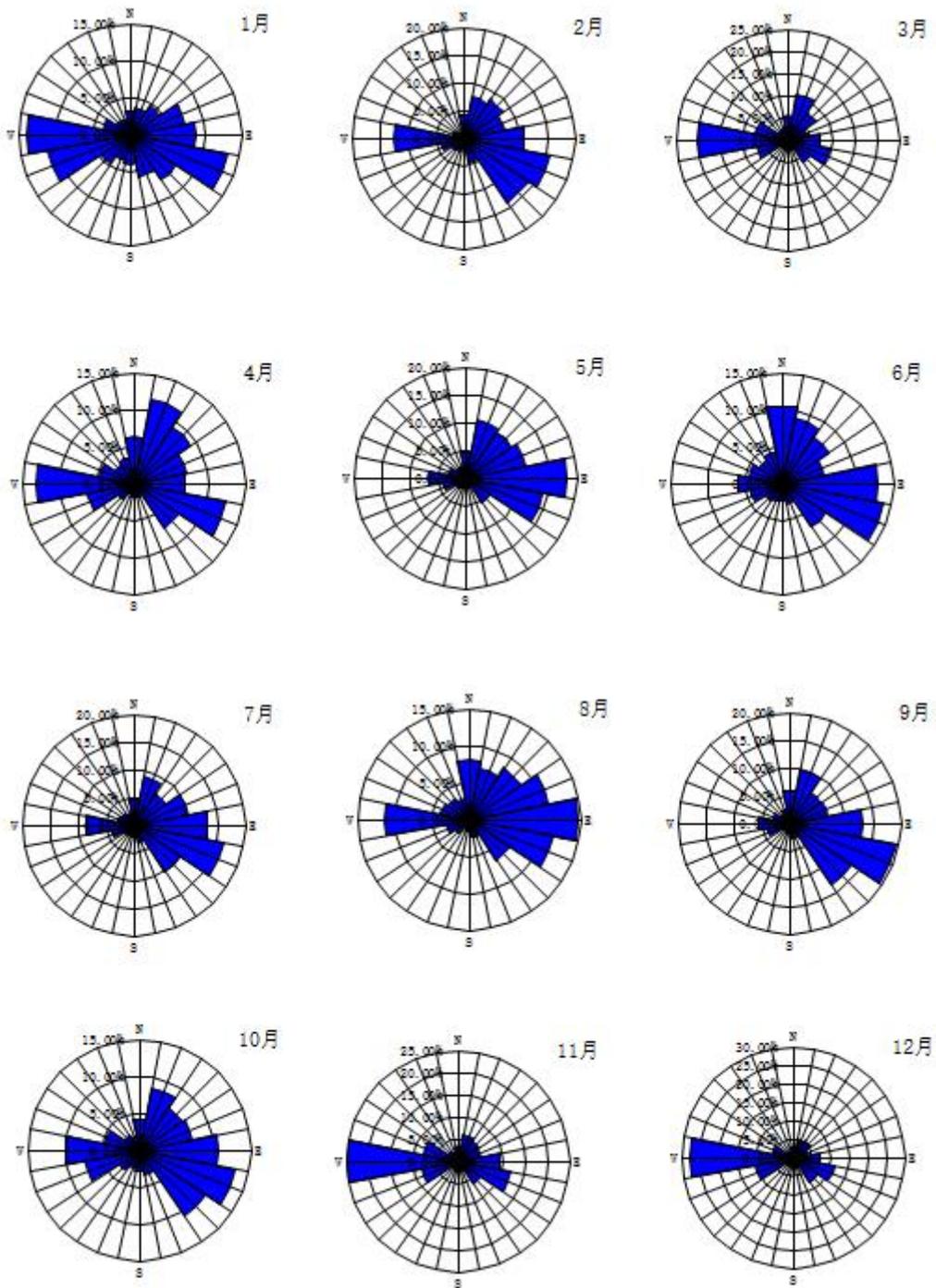


图 2.8-17 231105#测风塔 125m 高度处逐月风向玫瑰图

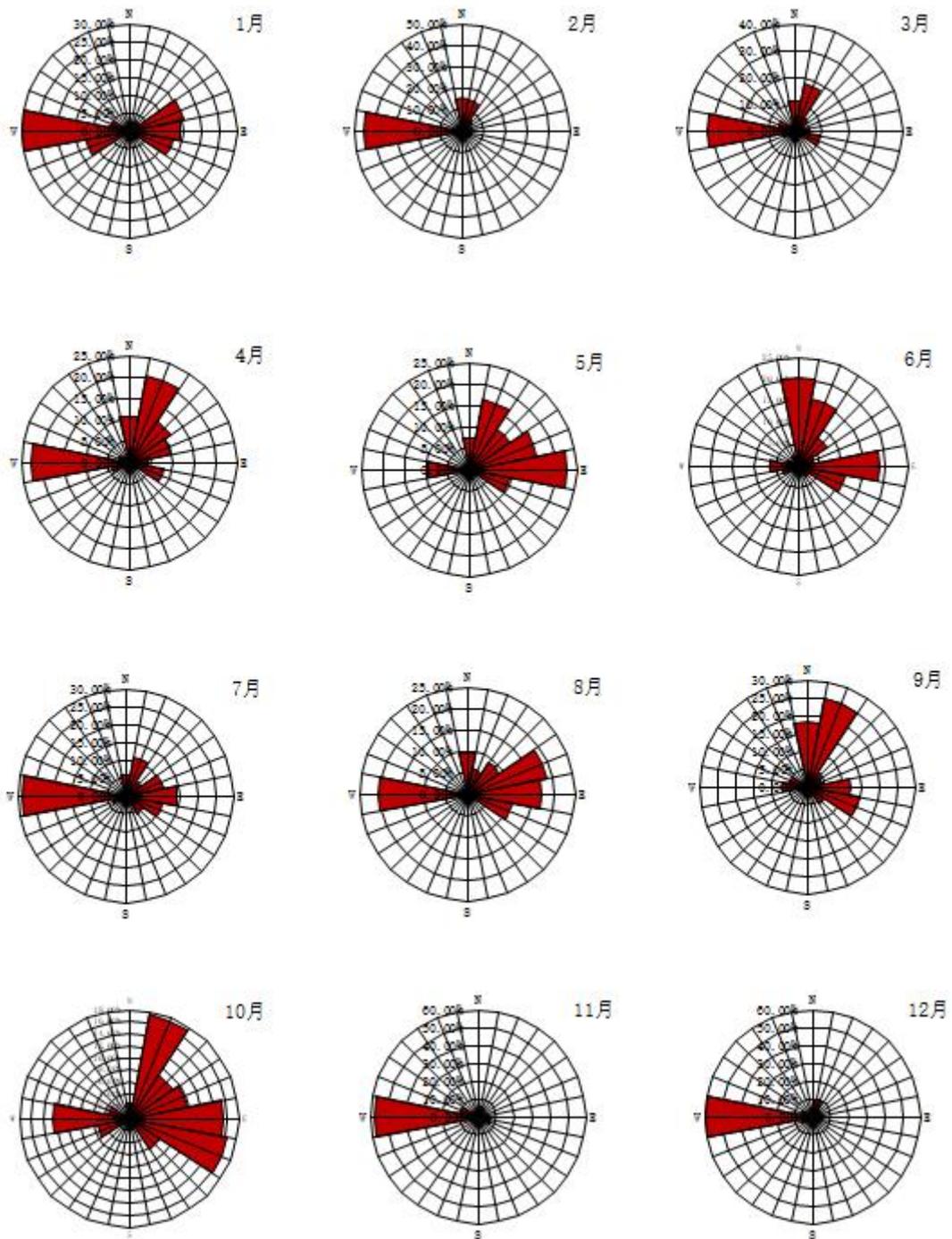


图 2.8-18 231105#测风塔 125m 高度处逐月风能玫瑰图

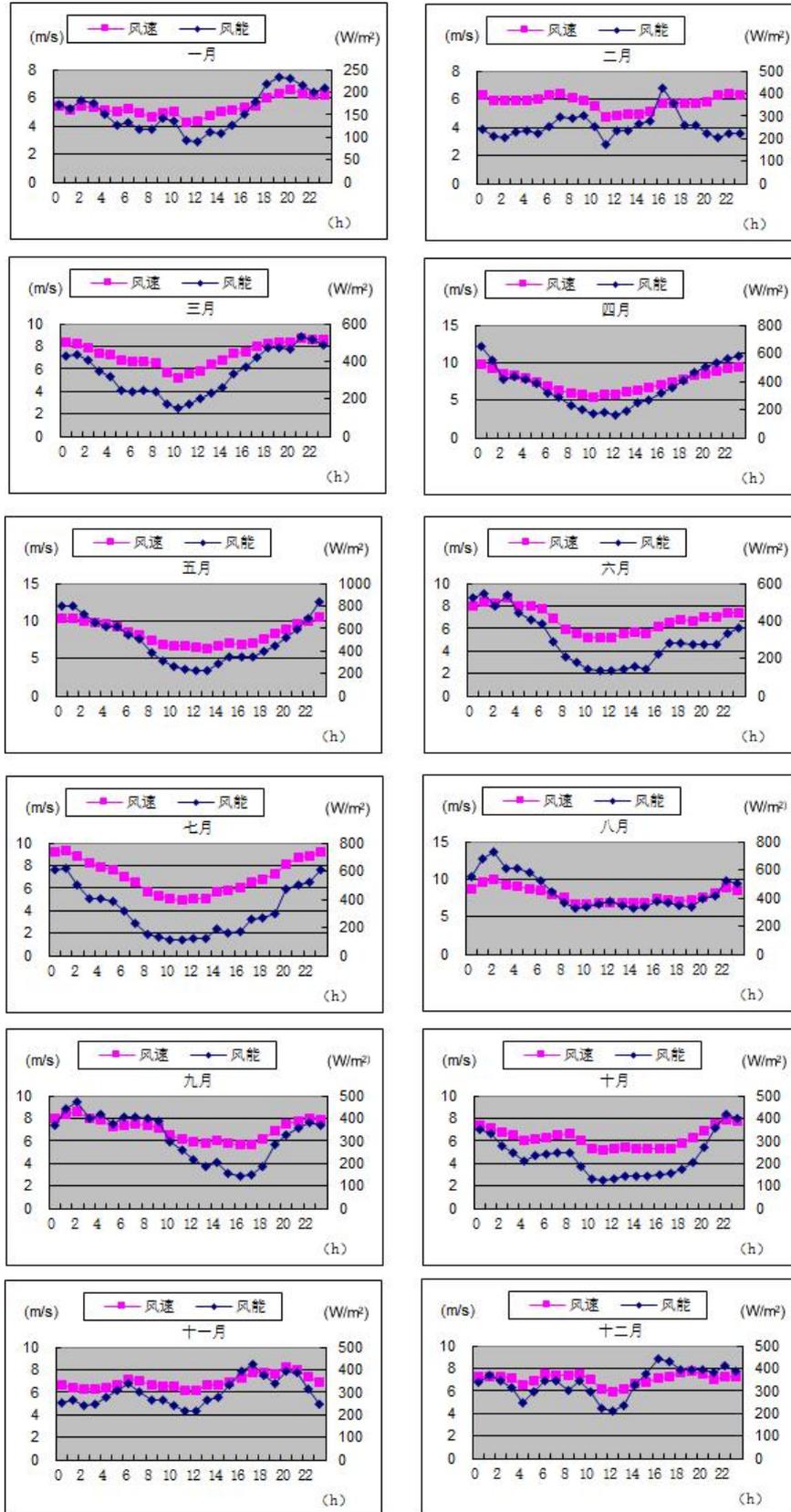


图 2.8-19 231103#测风塔 125m 高度处逐月风速和风功率密度月变化

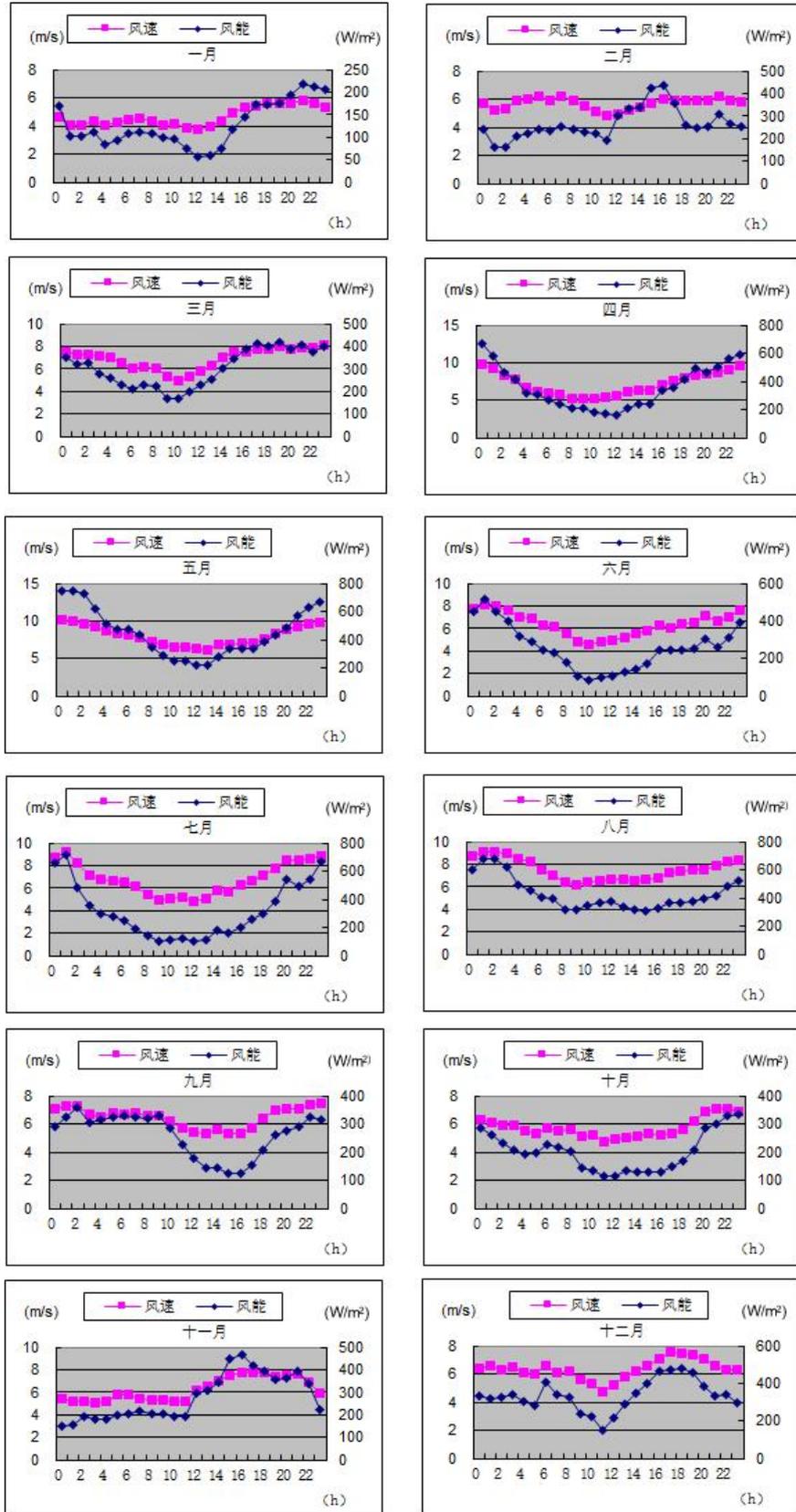


图 2.8-20 231104#测风塔 125m 高度处逐月风速和风功率密度月变化

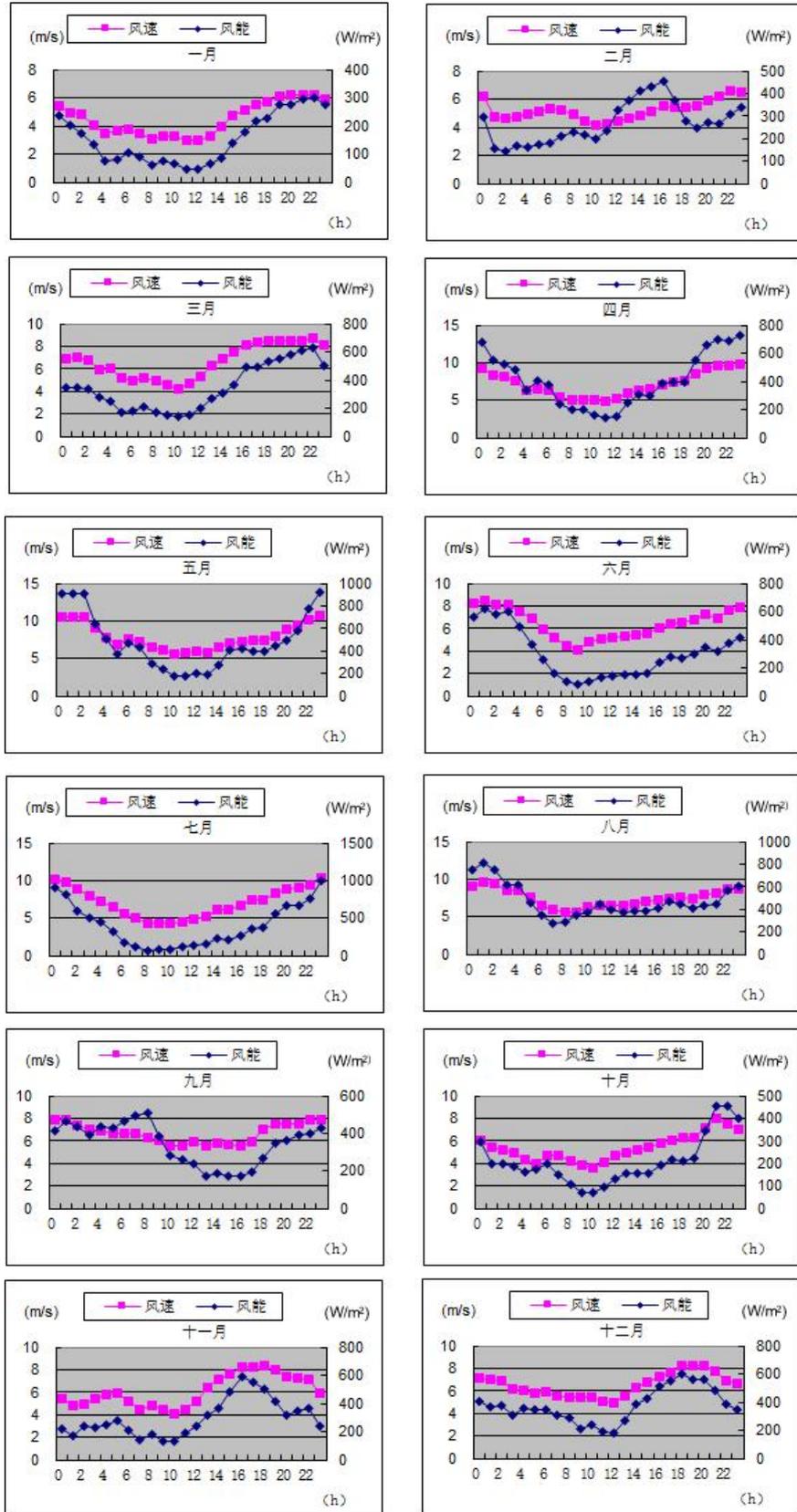


图 2.8-21 231105#测风塔 125m 高度处逐月风速和风功率密度月变化

3 工程地质

3.1 概述

拟建风电场项目场址位于甘肃省酒泉市。本勘测主要以资料收资、评价及现场地质调查等手段进行，对场址的有关工程地质条件做出科学的评价，提出合理可行的建议。

本项目共布置144台风力发电机组，其中单台容量为6.25MW的风机为64台，单台容量为7.5MW的风机为80台，塔架高度125米，风电场装机总容量约1GW。

本阶段勘测任务主要是对场地稳定性和岩土工程条件作出初步评价，预测工程建设可能引起的环境地质问题；确定地基类型；对地基基础方案进行论证。本次勘察工作遵循以下规程规范：

- (1) 《岩土工程勘察规范》（GB 50021—2001）（2009 年版）
- (2) 《火力发电厂岩土工程勘测技术规程》（DL/T 5074—2017）
- (3) 《建筑地基基础设计规范》（GB 50007—2011）
- (4) 《建筑抗震设计规范》（GB 50011—2010）（2016 版）
- (5) 《风电场场址工程地质勘察技术规定》
- (6) 《陆上和海上风电场工程地质勘察规范》（NB/T 31030—2012）
- (7) 《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）
- (8) 《风电机组地基基础设计规定》FD2003-2007(试行)
- (9) 《风电场工程等级划分及设计安全标准》FD2002-2007(试行)
- (10) 《工程岩体分级标准》GB/T50218-2014

3.2 区域地质、地震

项目区域大地构造上位于昆仑～秦岭地槽褶皱区（一级构造单元），北祁连褶皱系和东昆仑褶皱系（二级构造单元）。区内二级构造单元在经向上大致以东经 95° 为界，东部为北祁连褶皱系，西部为东昆仑褶皱系。受多次不同构造体系的改造，次级构造发育，自南而北依次相间排列有呈北西向或近东 西向的隆起与凹陷，各构造单元之间均发育有北西西向和近东西向的深大断裂，同时受区域构造运动的影响和控制，这些深大断裂往往伴生有与主构造断裂呈小角度斜交或平行分布的更次级断裂构造及褶皱带。

工程区内地质构造复杂，经历了多次构造运动，断裂非常发育。根据历史地震记

载，在河西走廊等地震带，在 18 次 $M \geq 7$ 级地震（强余震不计，震群型作一次考虑）中有 13 次，震前曾发生过 6 级左右地震，占 18 次的 70% 强。其间在 11 次 $M \geq 7$ 级地震发生前，数十年至百余年内曾有 6 级左右地震发生地段，占 18 次的 60% 强，占 13 次的 80% 强，可见， $M \geq 7$ 级地震前有 6 级左右地震的地段占多数，说明强震在发震构造带上具可重复性，也就是说具明显的继承性，断裂产状以北西西向为主，新构造运动明显。第四纪期间，本区强烈凹陷，沉积了厚几百米的卵砾石，但自全新世以来，本区较稳定，无大的构造运动。离站址区最近的断裂为金塔县南约 5km 的黑山-金塔北山断裂，该断裂距工程区约 4km，是酒泉盆地北侧的一条重要的活动断裂，断裂西起梧桐墩两北，向东经长山、瓜勾山、键鸯池水库、大口子山到红墩以西，长约 60km，走向近东两，倾向北或南，倾角 $60^\circ \sim 80^\circ$ ，断裂活动方式以挤压逆冲为主，兼有左旋走滑特征。通过对现场断错地貌的调查和探槽开挖发现黑山-金塔北山断裂晚第四纪活动强烈，并有古地震发生。

据 1:20 万甘肃党河北山幅区域地质调查成果，拟建项目区域范围内无断层、褶皱等地质构造发育，亦无活动性断裂分布，属相对稳定区。

3.3 不良地质作用

根据现场调查结果，拟建场地内无防空洞、采空区、溶洞、土洞、泥石流、滑坡、崩塌、活动断裂等不良地质作用，无古河道、暗滨、古墓等对工程不利的埋藏物。

拟建风机场地绝大部分属丘陵地貌，局部为山前坡洪积扇戈壁滩地貌。丘陵地貌山体地形坡度一般较小，表层分布有稍密状粉土，下伏泥岩各风化层。山前坡洪积扇戈壁滩地貌地形开阔平坦，地层简单，除浅部稍密粉土层外，下部圆砾层为中密~密实。本工程线路山前坡洪积扇戈壁滩地貌场地地势均较开阔平缓，发育多条季节性小型冲沟，冲沟发育规模较小，沟深一般 0.3~0.6m，沟底宽度 0.8~2.0m 不等，冲沟内分布冲、洪积物主要为砾砂、粉砂及少量粉土，厚度小于 0.5m，地表基本不生长植被。

3.4 地形地貌

拟建风电场项目场址位于甘肃省酒泉市。本风力发电项目场地地貌单元绝大部分为丘陵地貌，仅局部地段位于山前坡洪积扇戈壁滩地貌。拟建项目区山前坡洪积扇戈壁滩场地上部为粉土、碎石覆盖，地势变化较小，坡度一般约 $3^\circ \sim 10^\circ$ 。丘陵地貌区整体覆盖层较薄，地势变化相对较大，坡度一般约 $10^\circ \sim 20^\circ$ ，仅局部超 30° 。

整个项目场地植被不发育，山前坡洪积扇戈壁滩平原场地附近分布有土路，交通条件较好，丘陵区交通条件较差。

3.5 地层岩性及主要岩土参数



3.5-1区域地质图

3.5.1 丘陵地貌区

本项目绝大部分风机位于本地貌单元。根据区域资料和附近工程资料分析，场地主要为印支期三叠纪花岗岩和二叠系、白垩系的碎屑岩，地层基本特征描述如下：

粉土：风积，灰黄色、灰白色，上部以松散-稍密为主，下部呈中密状态，具有垂直节理及大孔隙，遇水易崩解。厚度约 0.5~2m。

强风化花岗岩：灰黄、浅灰色，带黑色斑点，主要矿物成分为石英次生粘土矿物，多呈砂土状-碎块状，属极软岩~软岩，岩石基本质量等级为V级，厚度约 0.5~3m。

强风化碎屑岩：褐黄色，碎屑结构，薄层状、片状构造，岩体已强烈风化，由片岩、砂岩、砾岩、泥岩等多种岩石组成，主要成分为石英、长石。属极软岩~软岩，岩体破碎~极破碎，岩体基本质量等级V级。厚度约 2~6m。

中风化花岗岩：青灰色、灰白色，矿物成份主要为石英、长石、黑云母，呈块状，中粗粒花岗结构，属较硬岩，岩体较完整~较破碎，岩石基本质量等级为III~IV级。厚

度大于 5m。

中风化碎屑岩：青灰色、灰褐色，碎屑结构，薄层状、片状构造，由片岩、砂岩、砾岩、泥岩等多种岩石组成，主要成分为石英、长石。属软岩~较软岩，岩体较破碎~破碎，岩体基本质量等级IV~V级。厚度大于 5m。

表 3.5-1 丘陵地貌主要地基土的物理力学性质指标表

名称	天然容重	抗剪强度 (直剪)		承载力特征值	泥浆护壁灌注桩	
	r	C	ϕ	fak	极限侧阻力 q_{sik}	极限端阻力 q_{pk}
	kN/m ³	kPa	度	kPa	kPa	kPa
粉土	15.0-16.0	16-20	14-18	120-140	30-40	700-1000
强风化碎屑岩	20-22	30-40	22-28	250-350	80-100	1600-2000
强风化花岗岩	21-22	35-45	25-30	400-500	100-120	2100-2500
中风化碎屑岩	22.5-23.5	80-90	30-34	400-600	120-150	3000-4000
中风化花岗岩	23-24	100-110	34-36	800-1000	160-180	7000-8000

3.5.2 山前坡洪积扇戈壁滩区

本地貌单元仅布置少数风机，根据区域资料和附近工程资料分析，地层基本特征描述如下：

粉土：冲洪积，浅黄色、褐黄色，稍湿，稍密状。局部夹薄层粉质粘土或薄层粉砂，上部粘粒含量稍高。厚度约为 0~1m。

圆砾：灰褐色，稍密~中密，稍湿，骨架颗粒成分以花岗岩、石英砂岩、闪长岩为主，磨圆度一般，多呈亚圆形，级配不良，最大粒径 50mm 左右，粒径大于 2mm 的颗粒质量占总质量 50~70%，其中大于 20mm 约占 5~15%，余为中粗砂、粘性土充填，骨架颗粒呈交错排列，疏密不均，孔隙填满，夹多层薄层厚度为 20~40cm 的砂土、粉土。局部地段粒径较大，相变为卵石。该层厚度一般 15~20m。

圆砾：灰褐色，密实，稍湿，骨架颗粒成分以花岗岩、石英砂岩、闪长岩为主，矿物成分未风化，磨圆度一般，多呈亚圆形，级配良好，最大粒径 50mm 左右，粒径大于 2mm 的颗粒质量占总质量 50~70%，其中大于 20mm 约占 5~15%，余为中粗砂、粘性土充填，骨架颗粒呈交错排列，连续紧密接触，孔隙填满，夹多层薄层厚度为 20~40cm 的砂土、粉土。局部地段粒径较大，相变为卵石。该层厚度一般大于 10m。

表 3.5-2 山前坡洪积扇戈壁滩区主要地基土的物理力学性质指标表

名称	天然容重	抗剪强度 (直剪)		承载力特征值	泥浆护壁灌注桩	
	r	C	ϕ	fak	极限侧阻力 qsik	极限端阻力 qpk
	kN/m ³	kPa	度	kPa	kPa	kPa
粉土	16-17	14-18	12-16	140-160	40-50	-
圆砾	19.5-20.5	-	28-32	280-300	120-140	1600-1800
圆砾	20-21	-	35-40	300-350	140-160	2000-2200

3.6 地下水条件

拟建项目位于甘肃西北部的极干旱气候区，依据区域水文地质资料及附近工程勘察成果，根据地下水赋存条件、水性质及水力特征，场地内地下水类型主要为第四系松散岩类孔隙水，该类地下水主要赋存于圆砾层中，主要接受附近山体融雪水和大气降水入渗补给，由西北向东南径流，以蒸发排泄为主。根据现场踏勘，并参考邻近工程资料，拟建项目场地地下水埋深一般大于 20m，可不考虑地下水对基础的影响。

根据区域经验及邻近工程经验，拟建场地土对混凝土结构具微腐蚀性，对钢筋混凝土结构中钢筋具微腐蚀性，对钢结构具微~弱腐蚀性。建议按《工业建筑防腐蚀设计标准》（GB/T50046-2018）的有关规定采取防腐措施。

3.7 场地地震效应及震动参数

根据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)和《建筑抗震设计标准》（GB/T 50011-2010）（2024 年版）有关规定，项目位于甘肃省酒泉市玉门市玉门镇，II类场地对应的地震动峰值加速度为 0.05g，地震基本烈度为 6 度，反应谱特征周期为 0.40s，设计地震分组为第二组。

依据区域经验，位于山前坡洪积扇戈壁滩区风机场地覆盖层平均等效剪切波速 v_{se} 一般在 250~500m/s，按（10）《建筑抗震设计标准》（GB/T 50011-2010）（2024 年版）判定，覆盖层厚度一般大于 5.0m，判定该场地类别为II类，场地地震动峰值加速度调整系数 $F_a=1.0$ ；位于丘陵区风机场地覆盖层平均等效剪切波速 v_{se} 一般在 500~800m/s，按《建筑抗震设计标准》（GB/T 50011-2010）（2024 年版）判定，覆盖层厚度一般小于 5.0m，判定该场地类别为II类，场地地震动峰值加速度调整系数 $F_a=0.82$ 。

拟建风电场场地不存在饱和砂土及软弱土层，故不考虑砂土液化和软土震陷等影响。

3.8 岩土工程初步评价

3.8.1 季节性冻土分析评价

根据《中国季节性冻土标准冻深线图》，场地土标准冻结深度为 120cm。由于场地地下水埋藏相对较深，地基土含水量较低，根据《冻土工程地质勘察规范》（GB50324-2014），地基土冻胀等级为 I 级，冻胀类别为不冻胀。

3.8.2 基础方案分析

拟建各风机场地分布的圆砾层及各强、中风化岩物理力学性质较好，工程性能较好，具备天然地基浅基础条件，各岩土层均可作风机基础持力层，但应注意斜坡地段地基稳定性及岩土体分布的不均匀性。亦或采用泥浆护壁灌注桩基础，强、中风化岩均可作为桩端持力层。

位于丘陵地段的风机，上下侧多存在岩土边坡，需采取放、护坡措施。因中风化基岩面起伏变化及球状风化现象发育，在场地整平及基坑开挖过程中，可能遇孤石或中风化岩层，应采取小规模爆破方式施工，基坑施工还可能出现岩土混合地基现象，需采取基坑超挖后设置碎石砂褥垫层等方式处理。

下一阶段，随着详勘工作的深入开展，将详细描述各台风机的地质条件及评价。

4 工程任务和规模

4.1 区域经济现状及发展规划

4.1.1 区域经济现状

酒泉市东接张掖市和内蒙古自治区，南接青海省，西接新疆维吾尔自治区，北接蒙古国。东西长约 680 公里，南北宽约 550 公里，总面积 19.2 万平方公里，占甘肃省面积的 42%，全市辖“一区两市四县”（肃州区，玉门市、敦煌市，金塔县、瓜州县、肃北县和阿克塞县）。

2022 年，全市地区生产总值 840.9 亿元，按不变价格计算，同比增长 6.1%，高于全国、全省 3.1 和 1.6 个百分点。其中，第一产业增加值 143.3 亿元，同比增长 6.5%；第二产业增加值 371.3 亿元，同比增长 5.6%；第三产业增加值 326.3 亿元，同比增长 6.5%。三次产业结构为 17：44.2：38.8，对全市经济增长的贡献率为 19%、37.7%和 43.3%。年末全市常住人口 105.31 万人，比上年减少 0.02 万人，其中城镇常住人口 69.4 万人，比上年末增加 0.71 万人；乡村常住人口 35.91 万人，减少 0.73 万人；城镇人口占全市常住人口比重(城镇化率)为 65.9%，比上年末提高 0.68 个百分点。

4.1.2 受电区域经济发展规划

根据《酒泉市国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》：

“十四五”指导思想： 高举中国特色社会主义伟大旗帜，坚持以马克思列宁主义、毛泽东思想、邓小平理论、“三个代表”重要思想、科学发展观、习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，深入贯彻落实习近平总书记视察甘肃重要讲话和指示精神，统筹推进“五位一体”总体布局，协调推进“四个全面”战略布局，坚定不移贯彻新发展理念，坚持稳中求进工作总基调，以推动高质量发展为主题，以深化供给侧结构性改革为主线，以改革创新为根本动力，以满足人民日益增长的美好生活需要为根本目的，围绕富民兴陇走前列、加快建设省域副中心城市目标要求，全力打造“两大增长极”，倾力培育“四大增长点”，统筹经济和生态、城镇和乡村、发展和安全，深度融入以国内大循环为主体、国内国际双循环相互促进的新发展格局，加快建设现代化经济体系，大力实施乡村振兴战略，推进新型城镇化进程，大幅提高城乡居民生活水平，为全面建设社会主义现代化开好局、起好步。

二〇三五年远景目标：到 2035 年，全市经济总量、综合实力大幅跃升，人均地区生产总值达到全国平均水平，中等收入群体显著扩大，与全国一道基本实现现代化。现代化经济体系全面构建，基本实现新型工业化、信息化、城镇化、农业现代化，成为国家重大战略实施的保障基地。现代化城市功能大幅改善、特征更加明显，建成经济发展、山川秀美、民族团结、社会和谐、幸福美好的省域副中心城市。“一带一路”融入程度极大提升，建成融入国内国际双循环和丝绸之路经济带“黄金段”上的重要战略通道、区域中心城市、人文交流窗口、商贸物流枢纽、特色产业基地、户外运动之都、休闲养生福地。

4.1.3 区域电力系统现状

（1）甘肃省电网现状

甘肃电网处于西北电网的中心位置，是西北电网的主要组成部分，目前交流电网最高电压等级为 750kV，主网电压等级为 750/330kV。截至 2023 年底，甘肃电网统调（五级调度）装机容量 82804MW。其中水电 9363MW，占总装机容量的 11.31%；火电 24580MW，占总装机容量的 29.68%；风电 25433MW，占总装机容量的 30.71%；光伏 23216MW，占总装机容量的 28.38%，光热 210MW，占总装机容量的 0.25%。甘肃电网新能源装机 48860 兆瓦，占总装机容量的 59.00%，为高比例清洁能源电力系统。

2023 年甘肃全社会用电量为 1645 亿 kWh，全社会最大负荷 24140MW。截至 2023 年底，甘肃电网共有 750kV 变电站 12 座，主变 23 台，容量 45900MVA；330kV 变电站 79 座，主变 177 台，容量 49530MVA。甘肃省内已建成祁韶±800kV 特高压直流工程以及 750kV 形成覆盖全省主要能源基地和负荷中心的坚强网架，330kV 基本实现分区供电，电网结构不断优化，运行效率效益显著提升。

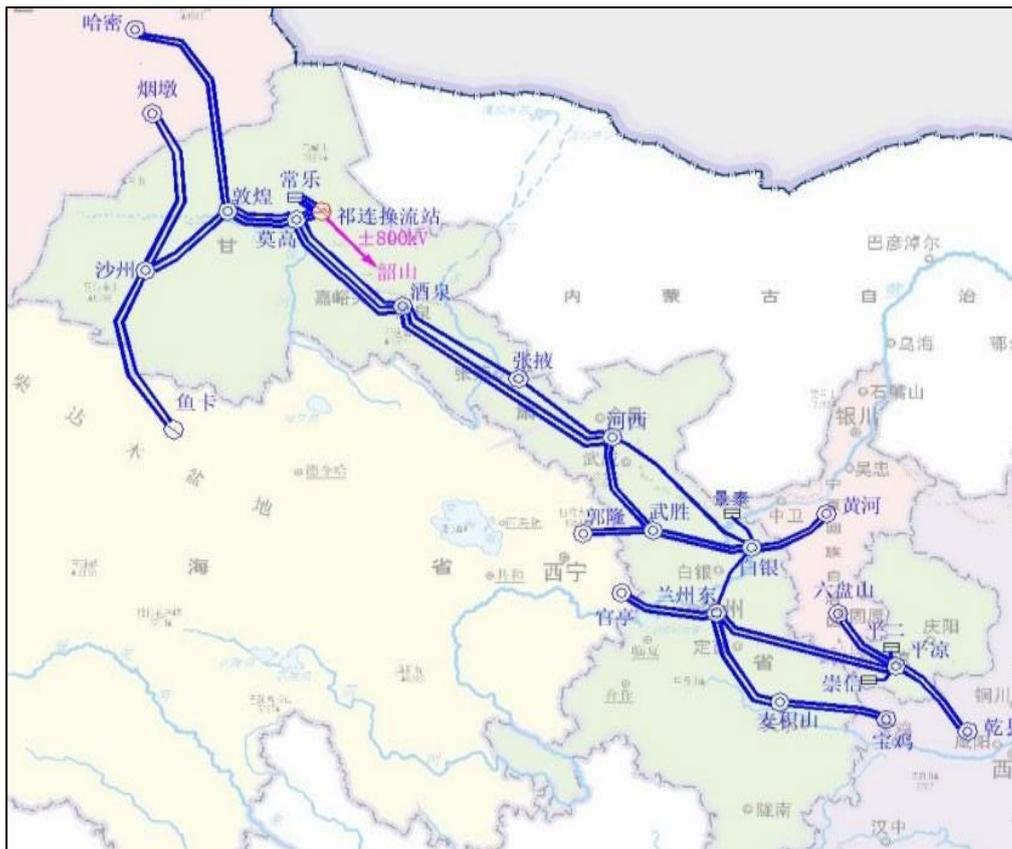


图 4.1-1 甘肃 750 千伏电网接线图

(2) 嘉酒电网现状

嘉酒电网位于甘肃省西部，河西走廊末端，东起酒泉、西至阿克塞，东西长约 400km，担负着嘉峪关市、酒泉市、玉门市、敦煌市、金塔县、安西县、肃北县以及阿克塞县的供电任务，网内工业负荷及农灌负荷比重较大。嘉酒地区是甘肃省钢铁、石油化工、建材的生产基地。随着改革开放的进一步发展，产业结构的优化调整，地区工农业也将有很大的发展。

截至 2023 年底，嘉酒电网内有 ±800kV 直流换流站 1 座，为 800kV 祁连换流站。区域电网内共有 750kV 变电站 4 座，分别是敦煌变、莫高变、沙洲变和酒泉变，总容量 16800MVA；有 330kV 变电站 12 座，容量 7920MVA。其中 750kV 敦煌变承担瓜州县、兰新二线石板墩牵、朗山牵和甜水井牵的供电任务，以及干河口和北大桥区域风电场的上网任务。750kV 莫高变主要承担 330kV 布隆吉变、兰新二线左公牵的供电任务，以及安北二三、安北四和安六马二风电场的上网任务。750kV 沙洲变除承担敦煌市和阿克塞县的供电任务外，还承担着敦煌光电产业园区光伏项目的上网任务。750kV 酒泉变主要承担着酒泉市、嘉峪关市、玉门市和金塔县的供电任务。

4.2 工程任务及规模

根据本阶段风机选型及布置，本阶段风电场工程拟新建 144 台风力发电机组，其中单台容量为 6.25MW 的风机为 64 台，单台容量为 7.5MW 的风机为 80 台，并新建 1 座 330kV 汇集站，装机规模为 1000MW。新建一条 330kV 送出线路，新建线路起自拟建 330kV 北山汇集站到 750kV 玉门变电站，新建线路路径总长度 94.8km。

规划于 2025 年底全部机组投运。全场年等效上网电量 2635239.05MW·h，等效满负荷小时数为 2635h，容量系数 0.301。

5 风电机组选型、布置和年发电量计算

5.1 风电机组选型

随着风力发电技术的发展，风电机组制造单机容量大型化、型式多样化，并迅速得到推广和应用。据统计数据，兆瓦级风电机组在全球风电市场上已占绝对主导地位。同时，变桨距功率调节和变速恒频技术的应用，使得叶片重量小，结构相对简单，机组的性能大大提高。兆瓦级风电机组、变桨距功率调节和变速恒频技术是当今世界风力发电的主流机型。较大单机容量的风电机组，其安装轮毂高度也高，可提高风能资源的有效利用和发电量，但对设备运输、起吊安装条件的要求也相应提高。另外，由于单机容量增大，同等规模风电场的风机台数减少，将有效降低运行维护费用。

从国内外已投产或在建的风电场来看，投入商业化运行的并网型机组单机容量跨度很大，从2000kW至6000kW以上，国内风电机组近年来大型化趋势尤为明显，如针对我国“三北”风资源较好的地区，主机厂商陆续推出7.X兆瓦以上风力发电机组。对风电机组生产厂家而言，任何厂家的产品都是依照其技术能力和对市场的判断，设计并生产一种或几种机型，在投入运行经一段时间检验后，生产厂家对风电机组的技术和市场前景作出分析判断，把认为能够成为市场主流的机型推荐给风电场开发商。对于风电场开发商，由于生产厂家推荐的机型在建设和运行中积累了丰富的经验，使用该类有运行经验的机型可以降低项目的风险，同时，因为该类机型技术成熟，可以批量生产的原因，存在价格相对便宜的可能性。

所以，在进行单机容量选择时，首先应确定一个适合于本项目的容量范围，然后在该范围内选择一种技术成熟、市场业绩良好、经济性较好并且国产化率较高的机型。根据目前国内外风电机组市场的现状以及国内已建风电场的装机情况和相关业绩，尤其2023年以来，全国新增风电机组中，5MW及以上机组逐渐成为市场主流机型。

甘肃巨化新能源（玉门）有限公司玉门北山风电场 231103#测风塔数据 120m 高度代表年年平均风速为 6.81m/s，主要风向为 W、NNE；231104#测风塔 120m 高度代表年年平均风速为 6.45m/s，主要风向为 W、NNE；231105#测风塔 120m 高度代表年年平均风速为 6.34m/s，主要风向为 W、NNE。另因预设机型轮毂高度因素，故根据高层风切变指数外推至 125m 高度风速，231103#测风塔 125m 代表年年平均风

速为 6.88m/s;231104#测风塔 125m 代表年平均风速为 6.51m/s;231105#测风塔 125m 代表年平均风速为 6.40m/s。本风场风功率密度等级为 2 级。本风电场的风资源具有一定的开发价值。

根据风资源评估结论，本风电场属于中低风速风电场，风况较为复杂，场址区域内海拔较高的丘陵及山地风资源较好，平原地带风资源则相对一般。

针对本项目风资源禀赋及场址利用区域现状，本次机组选型主要考虑单机容量为 6250~10000kW 的风力发电机组。一方面场址风能资源分布复杂，从现有测风情况初步分析，场址大部平原地带资源较为一般，应选择适用于低风速的风轮直径较大的机型；另一方面受场址区域内公路、铁路、矿区等影响，场址区域可用布机区域较为紧张。因此机型选择时，要兼顾到风电场规模与占用土地的平衡，在保证风电场规模和发电性能的前提下，尽量减少占用土地面积。另外根据西北地区风沙、严寒、酷暑、干旱、极端大风等气候条件，机型宜选择抗沙尘、抗冰冻、抗雷暴、抗低温的机型。

综合考虑以上几种因素，结合目前大型风力发电机组制造技术水平，本阶段初步选择单机容量为 6250~10000kW，本阶段选取 2 种适用机型来进行发电性能的对比，提出初步推荐意见，机组主要参数及功率曲线如表 5.1-1~5.1-2 和图 5.1-1 所示。

表 5.1-1 机组主要技术参数

制造厂家/型号	WTG233-7.5	WTG220-6.25
单机额定功率, MW	7.5	6.25
起动风速	3.0	2.5
额定风速, m/s	7.8	8.7
切出风速, m/s	20	20
极大风速, m/s	52.5	59.5
功率调节方式	变速变桨距控制	变速变桨距控制
预期寿命, 年	20	20
叶片材料	玻璃纤维增强环氧树脂	玻璃纤维增强环氧树脂
叶片数量	3	3
叶片长度, m	109	108
叶片重量, t	32	31
风轮直径, m	233	220
变桨驱动形式	电动	电动
刹车系统	气动刹车+机械制动器	气动刹车+机械制动器
偏航驱动形式	电机	电机

发电机型式	双馈异步	中速永磁
发电机额定功率, MW	7.5	6.25
电压, kV	1.14	1.14
防护等级	IP23	IP23
冷却方式	风冷	风冷
频率, Hz	50	50
功率因数	-0.95~0.95 可调	-0.95~0.95 可调
控制系统	PLC	PLC
机舱重量 (含传动及发电机), t	151	147
轮毂重量, t	55.5	55
塔架型式	钢塔	钢塔
轮毂高度, m	125	125

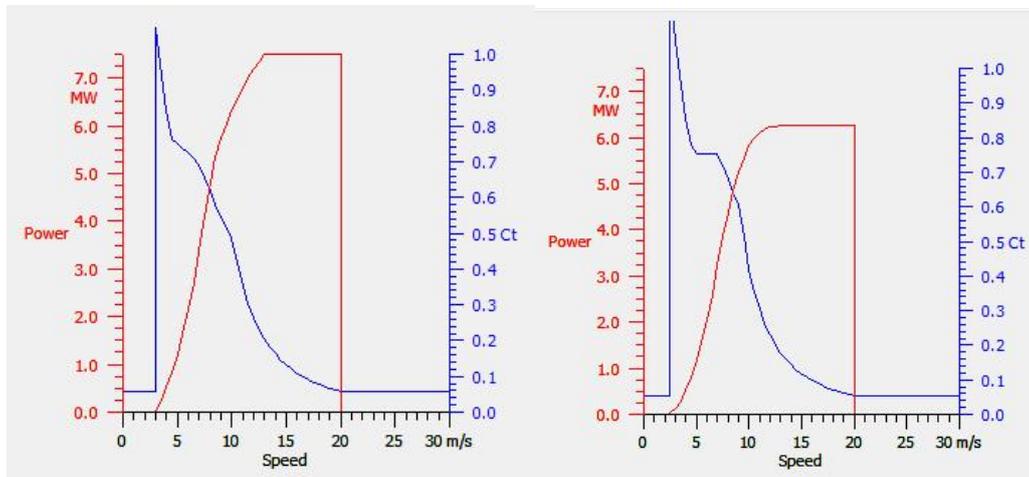


图 5.1-1 7.5MW（左）和 6.25MW（右）机组功率曲线及推力系数图

表 5.1-2 2 种机组功率曲线及推力系数表

风速 (m/s)	7.5MW 机组功率 (kW)(1.027kg/m ³)	7.5MW 机组推力系数(1.027kg/m ³)	6.25MW 机组功率 (kW)(1.04kg/m ³)	6.25MW 机组推力系数(1.04kg/m ³)
2.50	/	/	32.000	1.2584
3.00	17.000	1.0760	123.000	1.0788
3.50	249.000	0.9430	289.000	0.9525
4.00	520.000	0.8420	515.000	0.8567
4.50	843.000	0.7600	808.000	0.7790
5.00	1215.000	0.7500	1172.000	0.7540
5.50	1646.000	0.7370	1580.000	0.7540
6.00	2148.000	0.7230	2051.000	0.7540
6.50	2724.000	0.7070	2607.000	0.7540
7.00	3378.000	0.6910	3241.000	0.7540
7.50	4096.000	0.6550	3854.000	0.7220
8.00	4808.000	0.6170	4392.000	0.6800
8.50	5349.000	0.5820	4842.000	0.6412
9.00	5750.000	0.5480	5238.000	0.6031

9.50	6051.000	0.5150	5566.000	0.5140
10.00	6313.000	0.4850	5825.000	0.4207
10.50	6557.000	0.4200	6000.000	0.3539
11.00	6786.000	0.3540	6119.000	0.3025
11.50	6995.000	0.3040	6187.000	0.2617
12.00	7183.000	0.2640	6228.000	0.2285
12.50	7349.000	0.2320	6246.000	0.2012
13.00	7500.000	0.2050	6250.000	0.1784
13.50	7500.000	0.1820	6250.000	0.1592
14.00	7500.000	0.1630	6250.000	0.1428
14.50	7500.000	0.1460	6250.000	0.1287
15.00	7500.000	0.1320	6250.000	0.1166
15.50	7500.000	0.1200	6250.000	0.1060
16.00	7500.000	0.1090	6250.000	0.0968
16.50	7500.000	0.1000	6250.000	0.0887
17.00	7500.000	0.0910	6250.000	0.0816
17.50	7500.000	0.0840	6250.000	0.0753
18.00	7500.000	0.0770	6250.000	0.0696
18.50	7500.000	0.0710	6250.000	0.0646
19.00	7500.000	0.0660	6250.000	0.0601
19.50	7500.000	0.0620	6250.000	0.0560
20.00	7500.000	0.0570	6250.000	0.0524

5.2 风电机组布置

5.2.1 布置原则

（1）根据风电场的风力资源分布与主导风向，以充分利用场地、兼顾单机发电量、尽量减少风电机组间的尾流影响为原则；

（2）按照本次可研推荐机型最大风轮直径计算，原则上考虑平行主导风向不小于 7 倍风轮直径，垂直于主导风向不小于 2.5 倍风轮直径，极限情况下在少数区域风机布置在平行于主导风向上的加密采用 6D，在垂直于主导风向上的加密采用 2.2D。

（3）兼顾单机发电量与风电机组间的尾流影响，考虑总容量因素情况下尽量将单台尾流损失控制在 12% 范围以内，全场尾流损失控制在 10% 以内；单台风力发电机组等效满负荷小时数不低于 2500h。

（4）兼顾考虑运输条件、安装条件和接入系统等有关配套费用成本。

（5）与周边的线路、房屋等敏感性因素保持 1.5 倍倒塔距离，与连片的集中式村庄保持 500m 以上间距。

基于以上风电机组布置原则结合前期土地合规性校核等工作，本工程风电机组等相关部分永久性用地已避开玉门市“三区三线”规划；与玉门市“十四五”交通规划涉及的公路及铁路保持 1.5 倍以上倒塔距离；与规划场址内矿产能源区边界距离控制在 200 米以上。

5.2.2 布置方案

根据风场内的风能资源分布特点结合场址区域限制性因素分布，以单台风力发电机组等效满负荷小时数不低于 2500h 和单台机组尾流损失的控制尽量不超过 12% 为原则，结合现场前期踏勘结果，得到 144 台风力发电机组的布置方案，其中 6.25MW 的风机为 64 台，单台容量为 7.5MW 的风机为 80 台，如图 5.2-1~5.2-2 所示。

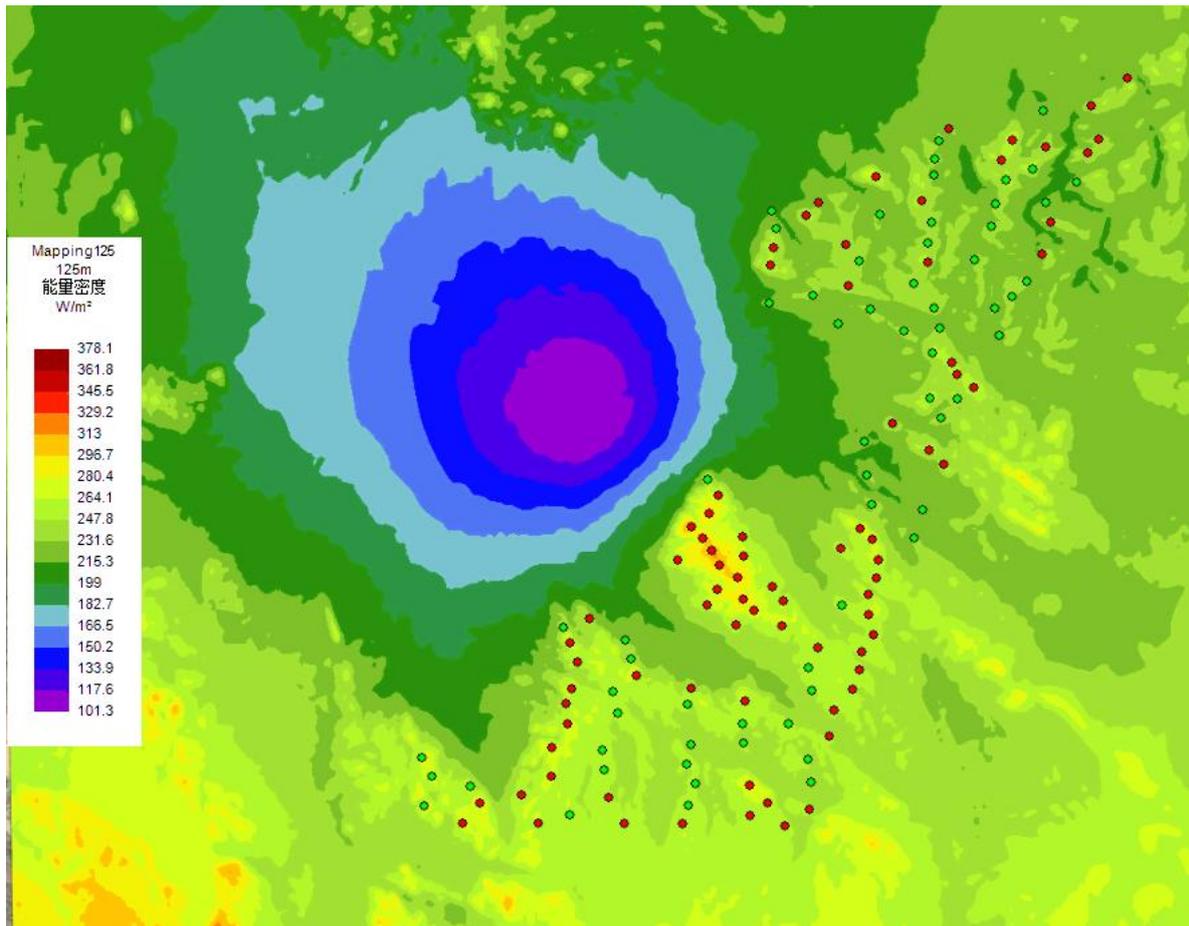


图 5.2-1 玉门北山风电场区域 125 米高度能量密度分布图

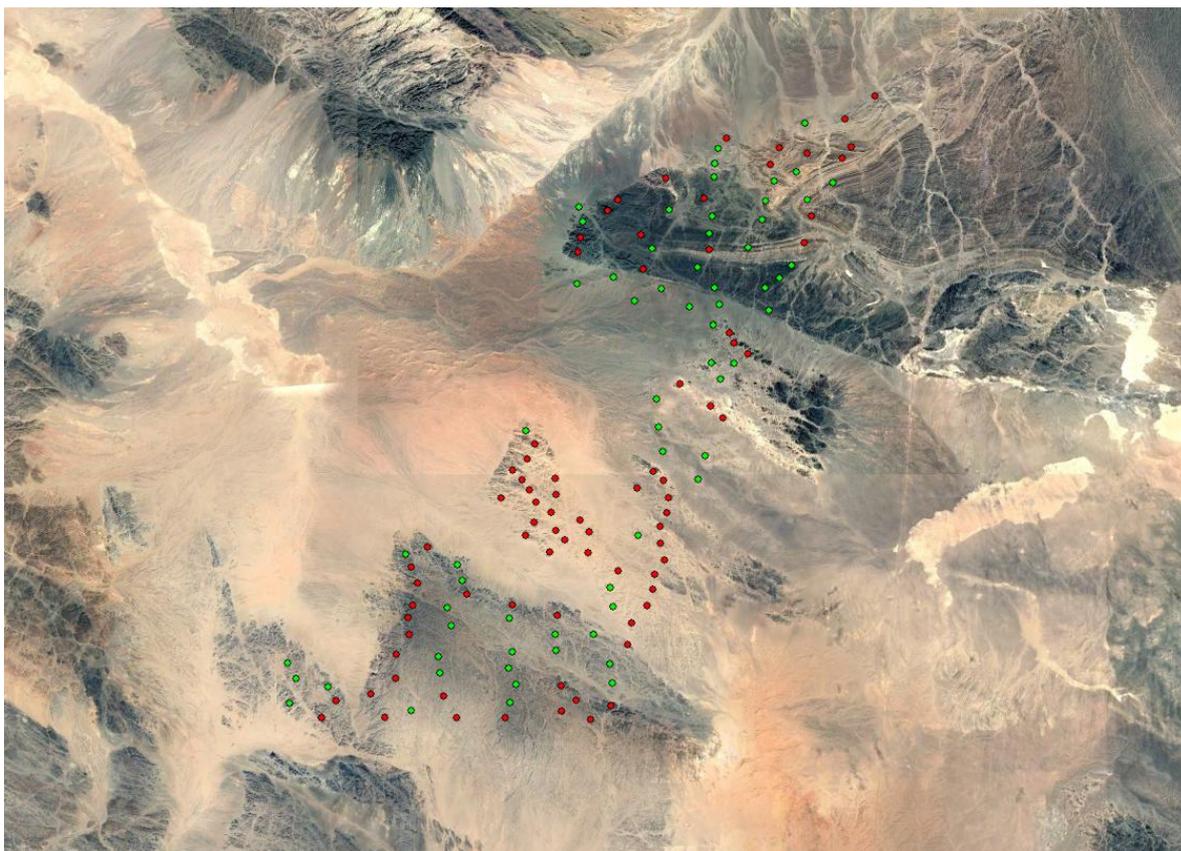


图 5.2-2 风电机组布置方案 $80 \times 6.25\text{MW} + 64 \times 7.5\text{MW}$

布置方案均优先考虑规划场址内风资源相对较好的山地区域，最大化利用风资源优势区域的同时，尽量拉大平行于当地主导风向排与排之间的间距，以减小相互之间的尾流影响。

5.3 年上网电量估算

5.3.1 模型选择

根据本风场地形特点属于山地、丘陵风电场，宜选用计算流体模型 CFD 软件计算各机型方案的理论发电量、尾流影响和净电量。

5.3.2 电量损失计算

1、折减系数

除了模型软件计算时已考虑的尾流损失、空气密度折减外，风电场年理论发电量还需要作以下几方面的修正：

（1）风电机组可利用率折减：综合考虑国内风电机组的制造水平和运维水平，机组可利用率折减系数取 98%；

(2) 功率曲线保证折减：考虑到风机机组的差异性，风电机组厂家对功率曲线的保证率不同，并结合风电机组业绩，已建风电场等经验。功率曲线折减系数取 95%；

(3) 控制、偏航、湍流等引起的折减：理想情况下，风电机组随风速风向的变化而对机组的状态进行控制，实际情况是运行中的机组控制总是落后于风的变化，风电机组的偏航、变桨、解缆或运行方式的改变都会造成发电量损失。综合考虑该项折减系数取 97%；

(4) 气候影响停机：指风电机组在遭遇包括雷暴、低温、冰霜、凝冻、极端风况等特殊天气时由于风电机组停机造成的发电量降低。根据场址区域历史气象数据显示，风电场受到一定程度的低温、沙尘等影响，故气候停机影响折减系数取 98%；

(5) 叶片老化与污染折减：叶片表层污染使叶片表面粗糙度提高，翼型的气动特性下降，从而使发电量下降。当地存在沙尘等自然现象，对风机叶片运行及寿命不利，考虑叶片污染折减系数均取 98%；

(6) 厂用电、电路损耗等能量损耗：根据经验数值，该项折减取 3.0%；

(7) 集电线路、升压站及电网故障：指风电场正常运行期间不可避免的由于场内集电线路、升压站区或电网等不可预知的故障因素导致的电量损失，本项折减系数取 99%；

(8) 地形复杂程度：本项目属于山地、丘陵风电场，地形有一定起伏，局部存在海拔高度的变化，地形对风电机组风况存在一定影响，故本项折减系数取 98%；

(9) 其他：其他诸如测风塔代表性、长期订正合理性、模型精度验证情况、地形图精度、项目复杂程度等，综合考虑，本项折减系数取 96%；

综上所述，风电场整体折减系数取值为 78%。

2、模型计算结果

确定风电场风电机组布置方案后，利用风能资源评估软件，输入场址地形、粗糙度、测风数据、风电机组功率曲线及推力系数曲线，考虑场址风资源特性差异，塔架高度暂采用各机型标准塔架 125 米进行推荐机型横向比选，得到适用于本项目推荐机型方案后，再针对推荐机型不同轮毂高度进行技术经济比选。

经计算，得到本风电场各机型方案的年发电量，如表 5.3-1 所示

表 5.3-1 风电场项目推荐机型发电量计算结果

风机编号	单机容量 (MW)	X (m)	Y (m)	塔架高度 (m)	海拔高度 (m)	韦布尔参数 A (m/s)	韦布尔参数 k	能量密度 (W/m ²)	该点的空气密度 (kg/m ³)	尾流效应导致的平均折减率 (%)	考虑尾流效应的平均风速 (m/s)	考虑尾流效应的发电量 (MWh/y)	等效上网发电量 (MWh/y)	等效上网小时数 (h)
T1	7.5	33432007.3	4506863.3	125	1570	7.28	2.186	256.3	1.022	-5.8	6.29	24084.01	18785.53	2505
T2	7.5	33432818.6	4507402.1	125	1587.5	7.39	2.203	266.2	1.02	-5.8	6.38	24717.12	19279.35	2571
T5	7.5	33433498.5	4509824.2	125	1605	7.33	2.256	254.6	1.018	-5.8	6.33	24360.17	19000.93	2533
T7	7.5	33430860.5	4507211.5	125	1600	7.48	2.191	276.5	1.019	-9.4	6.33	24198.07	18874.49	2517
T8	7.5	33431442.8	4507626	125	1607.5	7.54	2.204	281.2	1.018	-9.6	6.37	24430.25	19055.6	2541
T9	7.5	33430856.3	4508216.9	125	1627.5	7.69	2.221	294.6	1.015	-9	6.52	25330.31	19757.64	2634
T13	7.5	33430727	4511007.7	125	1625	7.57	2.299	274.8	1.016	-8.1	6.45	25100.7	19578.55	2610
T14	7.5	33428627.2	4506958.3	125	1575	7.39	2.179	269.2	1.022	-6.7	6.35	24483.48	19097.11	2546
T21	7.5	33428953.3	4511441.8	125	1622.5	7.48	2.3	265.9	1.016	-8.4	6.37	24542.51	19143.16	2552
T22	7.5	33426700.2	4506978.3	125	1560	7.27	2.182	256.3	1.023	-5.2	6.3	24203.24	18878.53	2517
T23	7.5	33426198.9	4507845	125	1585	7.36	2.196	263.8	1.02	-7.9	6.28	23951.44	18682.12	2491
T28	7.5	33427158	4511881.5	125	1642.5	7.64	2.282	283.8	1.014	-8.7	6.49	25167.38	19630.56	2617
T32	7.5	33423858.6	4507011.5	125	1562.5	7.4	2.192	269.1	1.023	-6.1	6.38	24710.73	19274.37	2570
T33	7.5	33423311	4507950.2	125	1575	7.45	2.199	274.1	1.022	-8.3	6.35	24370	19008.6	2534
T34	7.5	33424309.6	4508562.9	125	1600	7.51	2.196	279.5	1.019	-9	6.37	24402.88	19034.25	2538
T35	7.5	33424339.6	4509516.8	125	1620	7.61	2.209	288.2	1.016	-8.2	6.48	25043.98	19534.3	2605
T36	7.5	33424865.6	4510299	125	1626	7.57	2.219	283	1.015	-7.8	6.46	24925.89	19442.19	2592
T37	7.5	33424820.3	4510969.7	125	1627.5	7.53	2.219	278	1.015	-9.4	6.36	24204.19	18879.27	2517
T38	7.5	33425009.9	4511458.5	125	1630	7.55	2.232	279.3	1.015	-8.3	6.42	24626.36	19208.56	2561
T39	7.5	33425207.6	4512338.9	125	1622.5	7.43	2.248	265.4	1.016	-7.4	6.36	24228.41	18898.16	2520
T40	7.5	33424958.9	4512977.2	125	1620	7.58	2.248	281.7	1.016	-7.9	6.46	24843.19	19377.69	2584
T42	7.5	33425606.6	4513771.7	125	1590	7.38	2.254	260.9	1.02	-6.8	6.34	24097.88	18796.35	2506
T43	7.5	33421349.5	4507022.7	125	1555	7.59	2.197	289.1	1.024	-5.6	6.55	25869.94	20178.55	2690
T44	7.5	33421925.7	4507685.3	125	1562.5	7.57	2.192	287.6	1.023	-6.9	6.49	25353.3	19775.57	2637
T49	7.5	33433664.8	4510682.8	125	1615	7.4	2.271	259.7	1.017	-6.9	6.35	24450.52	19071.41	2543
T50	7.5	33434283.6	4511369	125	1622.5	7.4	2.282	258.5	1.016	-7.3	6.33	24344.22	18988.49	2532
T51	7.5	33434516.1	4512014.2	125	1630	7.4	2.293	258	1.015	-7.4	6.33	24342.8	18987.38	2532

T52	7.5	33434596.1	4512607.2	125	1642.5	7.49	2.302	265.4	1.014	-8.7	6.36	24462.16	19080.48	2544
T53	7.5	33434988.5	4513170.3	125	1635	7.44	2.293	261.1	1.014	-5.4	6.43	25010.96	19508.55	2601
T54	7.5	33434834.8	4513835.8	125	1645	7.55	2.303	271.7	1.013	-7.3	6.45	25149.05	19616.26	2616
T55	7.5	33434826.7	4514504.9	125	1650	7.58	2.298	275.4	1.013	-8.8	6.43	24886.09	19411.15	2588
T56	7.5	33435097.3	4515045.9	125	1637.5	7.53	2.299	269.8	1.014	-7.3	6.43	24976.9	19481.98	2598
T57	7.5	33435166.9	4515642.1	125	1637.5	7.56	2.3	273.3	1.014	-6.9	6.48	25275.69	19715.04	2629
T58	7.5	33434971.9	4516326	125	1642.5	7.65	2.304	282.6	1.014	-9.4	6.46	25065.01	19550.71	2607
T63	7.5	33433152.4	4512757.1	125	1632.5	7.49	2.318	265.3	1.015	-9.4	6.34	24353.55	18995.77	2533
T65	7.5	33433929.7	4516032.7	125	1625	7.55	2.324	271.2	1.016	-10.5	6.36	24356.73	18998.25	2533
T66	7.5	33434573.5	4516684.2	125	1637.5	7.64	2.312	280.3	1.014	-10.9	6.4	24601.62	19189.26	2559
T68	7.5	33431969.2	4513486.3	125	1630	7.63	2.339	277.5	1.015	-10.5	6.42	24858.15	19389.36	2585
T69	7.5	33432020	4514313.5	125	1617.5	7.57	2.34	271.2	1.017	-10.6	6.36	24522.27	19127.37	2550
T70	7.5	33431662.5	4514784.1	125	1612.5	7.56	2.349	270.1	1.017	-10.6	6.36	24528.52	19132.25	2551
T71	7.5	33430452.4	4513527.6	125	1607.5	7.56	2.33	271.9	1.018	-10.8	6.35	24441.44	19064.32	2542
T72	7.5	33431051.1	4514003.7	125	1630	7.75	2.344	289.4	1.015	-12.2	6.45	24966.93	19474.21	2597
T73	7.5	33430697.9	4514379.4	125	1637.5	7.82	2.351	295.8	1.014	-12.9	6.47	25169.62	19632.3	2618
T74	7.5	33430521.5	4515100.8	125	1639.8	7.9	2.345	305.1	1.014	-12.1	6.57	25806.17	20128.81	2684
T75	7.5	33430722.9	4515804.2	125	1625	7.76	2.347	290.8	1.016	-10.7	6.51	25531.3	19914.41	2655
T76	7.5	33430693.1	4516444.5	125	1607.5	7.61	2.338	275.6	1.018	-8	6.48	25437.99	19841.63	2646
T77	7.5	33429502	4514196	125	1605	7.57	2.34	271.7	1.018	-11.4	6.33	24324.01	18972.73	2530
T78	7.5	33429845.2	4514708.8	125	1625	7.76	2.341	291.4	1.016	-12.7	6.43	24938.18	19451.78	2594
T79	7.5	33429925.8	4515510.2	125	1642.5	7.93	2.333	310.3	1.014	-11.8	6.61	26027.76	20301.65	2707
T80	7.5	33428539.9	4515689.3	125	1612.5	7.65	2.331	281	1.017	-9.2	6.49	25278.1	19716.92	2629
T81	7.5	33429672.2	4515998.9	125	1645	7.98	2.33	315.2	1.013	-11.3	6.66	26352.96	20555.31	2741
T82	7.5	33429380.8	4516403.5	125	1637.9	7.92	2.315	310.9	1.014	-10.4	6.64	26247.98	20473.42	2730
T83	7.5	33429009.8	4516787.3	125	1637.5	7.92	2.313	310.7	1.014	-9.2	6.7	26490.37	20662.49	2755
T84	7.5	33429593.9	4517224.5	125	1630	7.82	2.303	301.4	1.015	-8.7	6.63	26124.27	20376.93	2717
T85	7.5	33429893.6	4517820.8	125	1600	7.52	2.294	271.2	1.019	-3.4	6.57	25942.96	20235.51	2698
T91	7.5	33437348	4518786.2	125	1645	7.42	2.335	256	1.013	-4.8	6.45	25080.45	19562.75	2608
T92	7.5	33436869.9	4519260.9	125	1635	7.45	2.349	258.2	1.014	-7.8	6.38	24506.66	19115.19	2549
T95	7.5	33438359.5	4521320.7	125	1662.5	7.69	2.378	278.6	1.011	-6.4	6.62	26219.28	20451.04	2727
T96	7.5	33437812	4521758.5	125	1640	7.54	2.387	263.1	1.014	-8.4	6.41	24893.64	19417.04	2589
T97	7.5	33437640	4522153	125	1635	7.54	2.392	263.2	1.014	-7.1	6.47	25313.08	19744.2	2633

T104	7.5	33435665	4520156.3	125	1625	7.5	2.364	262.2	1.016	-7.3	6.44	24949.32	19460.47	2595
T114	7.5	33440638.8	4525723.3	125	1570	7.29	2.392	241.6	1.022	-6	6.31	24282.93	18940.69	2525
T115	7.5	33440935.5	4526781	125	1562.5	7.38	2.386	250.3	1.023	-6.5	6.36	24643.82	19222.18	2563
T118	7.5	33442175.7	4529074.4	125	1545	7.41	2.357	256.3	1.025	-8.8	6.31	24195.78	18872.71	2516
T119	7.5	33442539.5	4529521.8	125	1525	7.29	2.344	246.5	1.028	-5.5	6.31	24362.65	19002.87	2534
T120	7.5	33442302.3	4530639.5	125	1507.5	7.34	2.344	251	1.03	-4.1	6.4	25014.26	19511.12	2601
T121	7.5	33443507.1	4531548	125	1490	7.23	2.316	243.9	1.032	-1.3	6.41	25119.45	19593.17	2612
T128	7.5	33439324.7	4528847.6	125	1557.5	7.54	2.388	266.2	1.024	-11.9	6.3	24067.77	18772.86	2503
T129	7.5	33440789	4529279.2	125	1540	7.45	2.37	258.7	1.026	-9.5	6.3	24217.5	18889.65	2519
T130	7.5	33439690.5	4529512.5	125	1552.5	7.61	2.374	274.3	1.024	-8.8	6.46	25245.89	19691.79	2626
T134	7.5	33436870.4	4525481.2	125	1592.5	7.52	2.446	258.2	1.019	-10.9	6.33	24349.57	18992.66	2532
T137	7.5	33436683.2	4527528.5	125	1557.5	7.46	2.425	255.8	1.024	-10	6.32	24292.39	18948.06	2526
T141	7.5	33437593.6	4529911	125	1500	7.22	2.384	237.6	1.031	-5.1	6.27	24223.81	18894.57	2519
T142	7.5	33434242	4524724.1	125	1580	7.51	2.45	257.2	1.021	-11.1	6.32	24249.34	18914.49	2522
T144	7.5	33434168.4	4526091.2	125	1562.5	7.41	2.434	249.5	1.023	-9.3	6.3	24180.37	18860.69	2515
T146	7.5	33435174.9	4528336.9	125	1567.5	7.73	2.43	281.7	1.022	-5.9	6.68	26848.63	20941.93	2792
T150	7.5	33431670	4525431.4	125	1592.5	7.6	2.385	271.1	1.019	-7.9	6.5	25323.7	19752.49	2634
T151	7.5	33431776.8	4526008.2	125	1587.5	7.58	2.384	269.6	1.02	-8.2	6.46	25154.08	19620.18	2616
T153	7.5	33432862.3	4527068.2	125	1562.5	7.51	2.411	261.5	1.023	-11.2	6.32	24156.31	18841.92	2512
T154	7.5	33433270.3	4527492.3	125	1537.5	7.3	2.407	241.4	1.026	-7.2	6.27	24038.79	18750.26	2500
T3	6.25	33432882.9	4508304.7	125	1585	7.29	2.223	254.3	1.02	-6	6.28	22005.79	17164.52	2746
T4	6.25	33432788	4509062.5	125	1600	7.32	2.244	255.3	1.019	-6.9	6.28	21974.96	17140.47	2742
T6	6.25	33432154.5	4510242.6	125	1617.5	7.42	2.279	261.5	1.017	-10.1	6.25	21676.23	16907.46	2705
T11	6.25	33430664.4	4509618.4	125	1607.5	7.36	2.26	256.9	1.018	-9.8	6.21	21436.03	16720.1	2675
T12	6.25	33430640.7	4510258.4	125	1615	7.38	2.282	257.1	1.017	-9.8	6.22	21546.45	16806.23	2689
T15	6.25	33428825.8	4507565.9	125	1585	7.38	2.195	265.9	1.02	-8.5	6.26	21786.53	16993.49	2719
T16	6.25	33429069.9	4508286.6	125	1600	7.34	2.214	260.2	1.019	-7.9	6.26	21784.39	16991.82	2719
T17	6.25	33428785.9	4508932.5	125	1595	7.3	2.233	253.5	1.019	-10.4	6.13	20964.18	16352.06	2616
T18	6.25	33428933.5	4509579.3	125	1600	7.25	2.253	247.2	1.019	-8.3	6.17	21267.64	16588.76	2654
T20	6.25	33428830.4	4510913.6	125	1610	7.33	2.294	251.8	1.017	-10.5	6.17	21173.6	16515.41	2642
T24	6.25	33426060.1	4508766.2	125	1597.5	7.34	2.21	260.1	1.019	-8.3	6.24	21622.27	16865.37	2698
T25	6.25	33426009.7	4509418.4	125	1605	7.32	2.219	256.9	1.018	-8.1	6.22	21522.17	16787.29	2686
T26	6.25	33426531.6	4510643.6	125	1627.5	7.4	2.248	261.9	1.015	-10	6.24	21456.4	16735.99	2678

T27	6.25	33426379.7	4511356.7	125	1635	7.46	2.256	267.3	1.014	-10.9	6.25	21491.38	16763.28	2682
T29	6.25	33426979.3	4512430.5	125	1610	7.33	2.279	253.2	1.017	-9.4	6.2	21326.5	16634.67	2662
T30	6.25	33426791.4	4513054.7	125	1597.5	7.26	2.283	246.5	1.019	-7.5	6.21	21456.5	16736.07	2678
T31	6.25	33424904.6	4507279.2	125	1572.5	7.37	2.19	266.2	1.022	-7.8	6.29	21931.84	17106.84	2737
T41	6.25	33424741	4513487	125	1585	7.27	2.244	251.2	1.02	-6.2	6.26	21559.21	16816.18	2691
T45	6.25	33421611.5	4508241.9	125	1557.2	7.47	2.188	277.7	1.024	-7.2	6.39	22502.28	17551.78	2808
T46	6.25	33420072.5	4507601.5	125	1547.4	7.57	2.179	289.8	1.025	-6.1	6.52	23251.7	18136.33	2902
T47	6.25	33420340.6	4508580.8	125	1543.6	7.48	2.173	280.2	1.025	-4.9	6.48	23071.1	17995.46	2879
T48	6.25	33420011.2	4509202.4	125	1554.4	7.54	2.17	287.4	1.024	-3.2	6.59	23710.81	18494.43	2959
T59	6.25	33436350	4516360.6	125	1602.5	7.2	2.301	238.9	1.018	-6.1	6.21	21536.17	16798.21	2688
T60	6.25	33436635.1	4517290.5	125	1597.5	7.15	2.308	234	1.019	-5.5	6.19	21428.46	16714.2	2674
T61	6.25	33432939.2	4511339.5	125	1615	7.36	2.293	254.6	1.017	-10.7	6.18	21297.33	16611.92	2658
T62	6.25	33432833	4512096.7	125	1625	7.44	2.31	260.4	1.016	-10.6	6.24	21687.6	16916.33	2707
T64	6.25	33433955.3	4514155.8	125	1625	7.45	2.319	260.9	1.016	-11.8	6.22	21426.36	16712.56	2674
T67	6.25	33434960.8	4517478.5	125	1590	7.24	2.307	242.6	1.02	-6.5	6.23	21638.38	16877.94	2700
T86	6.25	33429544.4	4518348.2	125	1577.5	7.35	2.28	256	1.021	-2.6	6.45	22874.46	17842.08	2855
T90	6.25	33434802.7	4518450.9	125	1577.5	7.19	2.319	237.1	1.021	-6.1	6.21	21517.13	16783.36	2685
T93	6.25	33437267.6	4520325	125	1635	7.4	2.363	251.8	1.014	-8.4	6.31	22039.76	17191.01	2751
T94	6.25	33437812.7	4520950.7	125	1640	7.43	2.371	253.7	1.014	-11.2	6.22	21501.94	16771.51	2683
T98	6.25	33436909.8	4520980	125	1642.5	7.54	2.382	264.4	1.014	-10.8	6.34	22157.88	17283.15	2765
T100	6.25	33437001.6	4522479.2	125	1617.5	7.5	2.408	258.7	1.017	-9.9	6.34	22308.6	17400.71	2784
T101	6.25	33437249.5	4523296.3	125	1581.1	7.25	2.411	235.5	1.021	-8.7	6.17	21420.4	16707.91	2673
T102	6.25	33436066.4	4523217.5	125	1577.5	7.3	2.43	239.2	1.021	-8.5	6.23	21775.14	16984.61	2718
T103	6.25	33434731	4519565.1	125	1572.5	7.12	2.341	229.5	1.022	-5.2	6.18	21416.77	16705.08	2673
T108	6.25	33433894	4523470.6	125	1545.3	7.15	2.424	227	1.025	-7.4	6.15	21287.39	16604.16	2657
T109	6.25	33434961.7	4523942.3	125	1562.5	7.28	2.449	236.3	1.023	-9.9	6.17	21383.36	16679.02	2669
T110	6.25	33439209.1	4523039.9	125	1590	7.22	2.394	234	1.02	-7	6.21	21627.86	16869.73	2699
T111	6.25	33439071.1	4523942.7	125	1582.5	7.26	2.405	237.1	1.021	-8.9	6.18	21414.45	16703.27	2673
T112	6.25	33439640.1	4524324.9	125	1587.5	7.35	2.395	246.2	1.02	-8.8	6.25	21844.02	17038.34	2726
T113	6.25	33440128.7	4524825.3	125	1577.5	7.28	2.396	239.7	1.021	-6.7	6.27	22014.68	17171.45	2747
T116	6.25	33440777.9	4527435.5	125	1536.8	7.17	2.379	231.8	1.026	-8.6	6.11	21016.33	16392.74	2623
T117	6.25	33441798.5	4528105.3	125	1540	7.23	2.368	238.3	1.026	-6.8	6.23	21736.34	16954.35	2713
T122	6.25	33438412.8	4525552.2	125	1582.5	7.39	2.423	247.7	1.021	-9.7	6.26	21883.72	17069.3	2731

T124	6.25	33438976.7	4526655.6	125	1567.5	7.46	2.406	256.5	1.022	-10.2	6.3	22093.2	17232.7	2757
T125	6.25	33439118.7	4527399.1	125	1550	7.31	2.391	243.7	1.025	-11.9	6.12	20975.47	16360.87	2618
T126	6.25	33439469.4	4528188.3	125	1562.5	7.51	2.386	263	1.023	-12.1	6.26	21809.47	17011.39	2722
T127	6.25	33440352.9	4528544.9	125	1562.5	7.53	2.384	265.8	1.023	-11.8	6.3	21997.25	17157.86	2745
T131	6.25	33440713.3	4530486.8	125	1497.5	7.21	2.35	238.4	1.031	-5.3	6.25	21985.03	17148.32	2744
T132	6.25	33437065.8	4523962.5	125	1585	7.38	2.434	246	1.02	-8.7	6.28	22105.84	17242.56	2759
T133	6.25	33436402.1	4524784.8	125	1577.5	7.39	2.445	246.6	1.021	-10.7	6.23	21738.49	16956.02	2713
T135	6.25	33436875.3	4526120.5	125	1562.5	7.38	2.435	246.3	1.023	-11.4	6.19	21484.3	16757.75	2681
T136	6.25	33437002	4526805.5	125	1552.5	7.34	2.429	243.8	1.024	-9.4	6.23	21801.41	17005.1	2721
T138	6.25	33437091	4528375	125	1532.5	7.25	2.414	236.9	1.027	-10.3	6.11	21101.86	16459.45	2634
T139	6.25	33437122.7	4528909.8	125	1522.5	7.29	2.403	241.9	1.028	-10	6.16	21367.65	16666.77	2667
T140	6.25	33437263.5	4529511.7	125	1507.5	7.23	2.393	237.7	1.03	-9.4	6.13	21229.76	16559.21	2649
T143	6.25	33434607.1	4525544	125	1567.5	7.41	2.449	248.3	1.022	-9.9	6.28	22058.3	17205.47	2753
T145	6.25	33435297.7	4527082.8	125	1545	7.32	2.438	241.6	1.025	-9.3	6.22	21739.43	16956.76	2713
T147	6.25	33433067.8	4524420	125	1562.5	7.3	2.416	240.2	1.023	-8.7	6.23	21698.52	16924.85	2708
T148	6.25	33431621.5	4524174	125	1545	7.11	2.378	225.5	1.025	-5.1	6.18	21359.54	16660.44	2666
T152	6.25	33431871.1	4526641.2	125	1552.5	7.28	2.378	242	1.024	-7.2	6.25	21834.51	17030.92	2725
T155	6.25	33431722	4527226.1	125	1522.5	7.04	2.371	220.8	1.028	-5.7	6.09	20939.9	16333.12	2613
总计												3378511.6	2635239.05	
平均					1592.6					-8.4	6.34			2635

5.4 结论及建议

经过计算比选，本阶段依据推荐方案机型计算得出，玉门北山风电场项目共布置 144 台风力发电机组，其中单台容量为 6.25MW 的风机为 64 台，单台容量为 7.5MW 的风机为 80 台。风机轮毂高度均采用 125 米，总装机 1000MW，全场理论发电量 3378511.6MW·h，考虑 78%折减系数后，全场年等效上网电量 2635239.05MW·h，等效满负荷小时数为 2635h，容量系数 0.301。

6 电气

6.1 工程建设规模及设计范围

本工程推荐装设144台风力发电机组，其中单台容量为6.25MW的风机为64台，单台容量为7.5MW的风机为80台，总装机容量为1000MW，并建设1座330kV升压汇集站并开展相关电气计算。

表6.1-1 升压站建设规模（本期一次性建成）

名称	汇集站 1
330kV 主变压器	3×360MVA+1×180MVA
330kV 出线数	1 回
无功补偿	7 套±36Mvar SVG

6.2 设计依据

电气一次部分编制引用的主要标准如下：

- (1) 《风力发电场设计规范》（GB 51096-2015）
- (2) 《风电场接入电力系统技术规定 第 1 部分：陆上风电》（GB/T 19963.1-2021）
- (3) 《风电场工程电气设计规范》（NB/T 31026-2022）
- (4) 《变电站总布置设计技术规程》（DL/T 5056-2007）
- (5) 《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T 50065-2011）
- (6) 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》（GB/T 50064-2014）
- (7) 《风力发电机组雷电防护系统技术规范》（NB/T 31039-2012）
- (8) 《油浸式电力变压器技术参数和要求》（GB/T 6451-2023）
- (9) 《3.6~40.5kV 交流金属封闭开关设备和控制设备》（GB 3906-2020）
- (10) 《高压配电装置设计规范》（DL/T 5352-2018）
- (11) 《电力工程电缆设计标准》（GB 50217-2018）
- (12) 《导体和电器选择设计规程》（DL/T 5222-2021）
- (13) 国家电网公司《关于印发风电并网运行反事故措施要点的通知》（国家电网调[2011]974 号文件）
- (14) 《电力系统治安反恐防范要求 第 4 部分：风力发电企业》（GA 1800.4-2021）
- (15) 《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》（DL/T 5136-2012）
- (16) 《高压配电装置设计规范》（DL/T 5352-2018）

- (17) 《继电保护和安全自动装置技术规程》（GB/T14285-2023）
- (18) 《变电站监控系统设计规程》（DL/T 5149-2020）
- (19) 《电力工程直流电源系统设计技术规程》（DL/T 5044-2014）
- (20) 《电力系统调度自动化设计规程》（DL/T 5003-2017）
- (21) 《电力工程交流不间断电源系统设计技术规程》（DL/T 5491-2014）
- (22) 《电力工程直流电源系统设计技术规程》（DL/T 5044-2014）
- (23) 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》（GB/T 50064-2014）
- (24) 《交流电气装置的接地设计规范》（GB50065-2011）
- (25) 《防止电力生产事故的二十五项重点要求》国能安全[2023]
- (26) 《电力系统网源协调技术规范》（DL/T 1870-2018）
- (27) 《变电站通信网络和系统系列标准》（DL/T 860）
- (28) 《远动设备及系统第 5 部分 传输规约第 102 篇 电力系统电能累计量传输配套标准》（DL/T 719-2000）
- (29) 《远动设备及系统第 5 部分：传输规约第 103 篇： 继电保护设备接口配套标准》（DL/T 667-1999）
- (30) 《远动设备及系统第 5-101 部分：传输规约基本远动任务配套标准》（DL/T 634-2022）
- (31) 《远动设备及系统第 5-104 部分：传输规约采用标准传输协议子集的 IEC60870-5-101 网络访问》（DL/T 634-2009）
- (32) 《线路保护及辅助装置标准化设计规范》（Q/GDW 1161）
- (33) 《变压器、高压并联电抗器和母线保护及辅助装置标准化设计规范》（Q/GDW 1175）
- (34) 《电力二次系统安全防护规定》（电监会 5 号令）
- (35) 《电力二次系统安全防护总体方案、变电站二次系统安全防护方案》（电监安全 34 号）
- (36) 《国家能源局关于印发电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范的通知》国能安全[2015]36 号
- (37) 《中华人民共和国消防法》（2021 年 4 月 29 日）
- (38) 《自动喷水灭火系统设计规范》（GB 50084-2017）

- (39) 《火灾自动报警系统设计规范》（GB 50116-2013）
- (40) 《爆炸危险环境电力装置设计规范》（GB 50058-2014）
- (41) 《建设工程施工现场消防安全技术规范》（GB 50720-2011）
- (42) 《火力发电厂与变电站设计防火标准》（GB 50229-2019）
- (43) 《建筑设计防火规范》（GB50016-2018）
- (44) 《消防给水及消火栓系统技术规范》（GB50974-2014）
- (45) 《油浸变压器排油注氮装置技术规程》（CECS 187-2005）
- (46) 《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2005）
- (47) 《电力设备典型消防规程》（DL5027-2015）
- (48) 《建筑防火通用规范》（GB55037-2022）
- (49) 《消防设施通用规范》（GB55036-2022）
- (50) 《国家发展改革委国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕1051号）
- (51) 关于印发《关于推进中央企业高质量发展做好碳达峰碳中和工作的指导意见》的通知（国资发科创〔2021〕93号）
- (52) 国家现行的相关规程、规范和规定。

电气二次部分编制引用的主要标准如下：

- (1) 《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》（GB/T 50062-2008）
- (2) 《电力系统设计技术规程》（DL/T 5429-2009）
- (3) 《电力系统安全稳定导则》（GB38755-2019）
- (4) 《继电保护和安全自动装置技术规程》（GB/T 14285-2023）
- (5) 《电力系统调度自动化设计规程》（DL/T 5003-2017）
- (6) 《电力工程直流电源系统设计技术规程》（DL/T 50444-2014）
- (7) 《风力发电场设计技术规范》（DL/T 5383-2007）
- (8) 《电力系统通信系统设计内容深度规定》（DL/T 5447-2012）
- (9) 《防止静电事故通用导则》（GB 12158-2006）
- (10) 《地区电网调度自动化设计规程》（DL/T 5002-2021）
- (11) 《电测量及电能计量装置设计技术规程》（DL/T 5137-2001）
- (12) 《同步数字体系（SDH）光缆传输系统工程设计规范》（YD/T 5095-2014）

- (13) 《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》（DL/T 5136-2012）
- (14) 《变电站监控系统设计规程》（DL/T 5149-2020）
- (15) 《风电场接入电力系统技术规定 第 1 部分：陆上风电》（GB/T 19963.1-2021）
- (16) 《风电场工程电气设计规范》（NB/T 31026-2022）
- (17) 《并网风电场继电保护配置及整定技术规范》（DL/T 1631-2016）
- (18) 国家电网公司 Q/GDW 392《风电场接入电网技术规定》；
- (19) 《国家电网公司十八项电网重大反事故措施(修订版)》；
- (20) 国家电网调 974 号《关于印发风电并网运行反事故措施要点的通知》及其附件《风电并网运行反事故措施要点》；
- (21) 国家能源局国能安全 161 号《防止电力生产事故的二十五项重点要求》；
- (22) 国家电网发展 327 号《国家电网公司风电场接入系统设计内容深度规定(修订版)》；
- (23) 国家发改委 14 号令《电力监控系统安全防护规定》；
- (24) 国家能源局国能安全 36 号《电力监控系统安全防护总体方案》；
- (25) 国家现行的相关规程、规范和规定。

6.3 风电场接入系统设想方案

本工程建设 1 座 330kV 风电汇集站，其通过 35kV 线路汇集 1000MW 风电与 300MW/600MWh 电储后，以一回 330kV 线路接入 750kV 玉门变。最终接入系统以电网公司审定意见为准。

6.4 风电场场区部分

6.4.1 风电场场区导体与设备配置

本工程共 144 台风电机组，风力发电机出口电压为 10.5kV 和 1.14kV，容量为 6.25MW 和 7.5MW，采用风力发电机-变压器组接线，变压器高压侧电压等级采用 35kV。

①风力发电机组与箱式变电站的组合方式

本工程共 144 台风电机组，风力发电机出口电压为 10.5kV 和 1.14kV，其中 64 台风机单机容量为 6.25MW，其中 80 台风机单机容量为 7.5MW，采用风力发电机-变压器组接线，变压器高压侧电压等级采用 35kV。

6.25MW 风机的出口开关柜与就地箱式变电站间通过 2 根电缆（型号为

ZR-YJY23-8.7/15-3×95mm²) 和 2 根电缆 (型号为 ZR-YJY23-1.8/3-3×300+1×150mm²) 连接, 7.5MW 风机的出口开关柜与就地箱式变电站间通过 16 根电缆 (型号为 ZR-YJY23-1.8/3-3×300mm²) 连接, 经就地布置的箱变升压至 35kV 后接至集电线路。

6.25MW 风机配置箱式升压变容量取 7200kVA, 额定电压: $37 \pm 2 \times 2.5\%/10.5kV/1.14kV$; 7.5MW 风机配置箱式升压变容量取 8300kVA, 采用油浸式变压器。额定电压: $37 \pm 2 \times 2.5\%/1.14kV$ 。

6.4.2 集电线路

6.4.2.1 电压等级

目前大型风电场集电线路电压等级通常为 35kV 及 66kV, 其中 35kV 应用较多。而 66kV 已在海上风电的大型机组中已经有广泛应用, 这种电压等级的应用不仅可以提高电能的输送效率, 还能有效减少线路的有功损耗, 从而提升整个风电场的经济效益和运行效率。两种电压等级的对比分析如下:

	35kV 集电线路	66kV 集电线路
优点	<ol style="list-style-type: none"> 1. 设备投资较低: 相比 66kV 系统, 35kV 系统的设备和安装成本通常较低。 2. 技术成熟度: 35kV 技术更为成熟, 广泛应用于各种规模的风电场, 特别是在小规模或中等规模的项目中。 3. 适用性广: 对于地形复杂或空间受限的地区, 35kV 线路更容易实施和维护。 4. 灵活性高: 在风电场规模较小或距离较短的情况下, 35kV 系统能够提供足够的灵活性和适应性。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 电能损耗低: 高电压等级减少了电能在传输过程中的损耗, 提高了整体的能效和经济性。 2. 系统容量大: 66kV 系统的承载容量更大, 能够支持更大功率的传输, 适合大规模风电场。 3. 经济效益显著: 虽然初期投资较高, 但长期运营成本会因为减少了线路损耗和提高了传输效率而降低。 4. 输电距离远: 高电压等级使得电能可以传输更远的距离, 适用于风电场面积较大、风机分布较广的情况。
缺点	<ol style="list-style-type: none"> 1. 电能损耗较高: 由于电压等级较低, 电能在传输过程中的损耗相对较高, 尤其是在长距离传输时更为明显。 2. 回路数多: 在大规模风电场中, 可能需要更多的回路和路径长度, 从而增加 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 初期投资较高: 相比 35kV 系统, 66kV 系统的设备和安装成本通常较高。 2. 技术要求高: 66kV 系统的设计和施工需要更高的技术水平和专业知识。 3. 环境影响大: 在某些情况下, 如城市

	建设和维护成本。 3.系统容量有限：35kV 系统的承载容量相对较低，可能无法满足大型风电场的需求。	或人口密集区域，高压线路可能对环境 和居民生活产生较大影响。
--	---	-----------------------------------

根据目前项目情况及市场条件，暂按 35kV 这种较为成熟的方案进行设计。

6.4.2.2 设计气象条件

集电线路设计气象条件见下表：

项目	气温 (°C)	风速 (m/s)	覆冰厚度 (mm)
最高气温	40	0	0
最低气温	-35	0	0
年平均气温	5	0	0
基本风速	-5	25	0
导线覆冰	-10	10	10
安装工况	-15	10	0
雷电过电压工况（有风）	15	10	0
雷电过电压工况（无风）	15	0	0
操作过电压工况	15	15	0
带电作业工况	15	10	0
年平均设计雷暴日	6.7d		

6.4.2.3 路径方案选择

(1) 路径选择原则

1)、架空线路

- a 避开军事设施，使线路对军事设施无影响。
- b 尽量避开工厂、村庄、房屋，减少居民房屋拆迁，尽量少占农田。
- c 尽量避开城镇、当地规划区；对无法避开的，尽量与其规划相结合，减少线路对城镇、当地规划区的影响。
- d 避开通信设施、广播电视设施等，满足其安全要求。
- e 避开地质条件差的地区，尽量避开高山峻岭，使线路往地质条件较好的平地、较低的山丘经过，从而降低线路本体造价。
- f 尽量避开重要矿产区域及采石场。

g 尽量避开自然保护区，少砍伐林木，对经济林木采取跨越措施，做到不砍伐或少砍伐。

h 综合考虑施工、运行、交通条件和路径长度等因素，做到线路路径经济合理，安全可行。

i 应考虑线路的耐张段长度和施工牵张场地的设置。

j 结合电网规划及已建电力线路，在路径选择上要远近结合。

2)、电缆线路

a 应避免电缆遭受机械性外力、过热、腐蚀等危害；

b 满足安全要求条件下，应保证电缆路径最短；

c 应便于敷设、维护，避开将开挖施工的地方；

d 尽量避开高差大、开挖难度大、易积水、易塌陷、易错位、易受水冲刷地区；

e 尽量减少各集电线路及其它管线的交叉；

f 集电线路所带风机机组均匀分布；

g 电缆集电线路尽量直接敷设在风电场内检修或运输道路旁；

h 直埋电缆路径应避免潮流迂回的现场发生。

i 多回路电缆，应尽量同壕沟直埋敷设或同电缆沟敷设，减少敷设宽度，减少征地，方便运行检修维护。

(2) 线路路径方案

1) 集电线路型式

项目风电场风机位海拔较高，间距较大、分区块集中布置，项目场地大，边缘区域风机离升压站较远，因此更推荐采用架空线路的方案，局部如进升压站采用电缆与风电机组升压配电装置连接方式。线路最大设计风速为25m/s，覆冰厚度为10mm。

集电线路的风机通信传输采用普通光缆与 OPGW 复合光缆结合方式。

全线集电线路采用架空线路与局部直埋电缆敷设相结合的输送方式。其中箱变高压侧出口采用 ZC-YJLHY23-26/35-3*120mm² 电缆引出至杆塔位置，进站段选择 ZC-YJY23-26/35-3*300mm² 电缆。架空导线根据不同段输送容量的情况采用 JL/G1A-150/25、JL/G1A-240/30 两种型号，杆塔根据线路路径的分布采用单回及双回两种型式。

2) 集电线路分组方案

本期风电场144台风机，总装机容量共1000MW。本项目集电线路分组按就近连接分组的原则，将相邻的每4台风机串接为1回集电线路，整个项目共分为40回集电线路。

（3）架空线路

1) 导、地线选型

a 导线选型

根据经济电流密度计算，导线型号采用 JL/G1A-150/25、JL/G1A-240/30 两种。

b 地线选型

本工程地线采用 OPGW 复合光缆，作为架空线路地线，同时满足风电场通信的要求和地线的电气及机械特性要。

c 导、地线防振措施和防舞措施

本工程按设计规程的规定采取防振措施。根据导线机械特性计算结果表明：导线年平均运行应力在瞬时破坏应力的 25%，因此导线采用防振锤作为防振措施。本工程导线均采用预绞丝型防振锤，OPGW 光缆采用专用的防振措施。导线防振锤的安装数量及型号见下表 2.7.2-1：

表 2.7-1 导线防振锤的安装数量及型号表

线型	个 数			
	档 距			
	1	2	3	4
JL/G1A-150/25	≤350	351~699	700~1000	1000 以上
JL/G1A-240/30	≤350	351~699	700~1000	1000 以上

e 导线机械特性

型号		JL/G1A-150/25	JL/G1A-240/30
结构 根数/直径 mm	铝股	26/2.70	24/3.60
	钢股	7/2.10	7/2.40
计算面积 (mm ²)	铝	148.86	244.29
	钢	24.25	31.67
	总计	173.11	275.96
外径(mm)		17.10	21.60
计算重量(kg/km)		601.0	920.7
弹性系数(N/mm ²)		76000	73000
线膨胀系数(1/°C)		18.9×10 ⁻⁶	19.6×10 ⁻⁶
计算拉断力(N)		54110	75190

2)、绝缘配合

a 污区划分

根据线路经过地段的地理、地势、高程、气候特点、现场污秽情况，参考规程对污秽等级的划分及附近其它线路的设计与运行经验，本工程沿线所经地区按 D 级污秽，爬电比距取 $\geq 43.3\text{mm/kV}$ (按系统最高相电压)。

b 绝缘子选型

结合本项目的特点及运行经验，项目除靠近风机及升压站侧终端塔采用瓷绝缘子外，其他均采用玻璃绝缘子；悬垂绝缘子串由4片U70B/146玻璃绝缘子单、双联组装成串；耐张绝缘子串由5片U70B/146瓷（玻璃）绝缘子单、双联组装成串；跳线串由4片U70B/146玻璃绝缘子单联组装成串。

本工程线路拟选用的玻璃绝缘子技术参数详见下表：

绝缘子代号	绝缘件公称直径 (mm)	公称结构高度 mm	公称爬电距离 mm	连接标记 mm	规定机电破坏负荷 kN	逐个拉伸负荷试验 kN	湿工频耐受电压 kV	雷电冲击耐受电压 kV	工频击穿电压 kV	冲击击穿电压 p.u
U70B/146（瓷）	255	146	320	16	70	35	40	100	110	2.8
U70B/146（玻璃）	255	146	320	16	70	35	40	100	130	2.8

本工程绝缘子机械强度的设计安全系数不应小于下表所列数值。

情况	盘型绝缘子	断线	断联	常年荷载	验算
	最大使用荷载				
安全系数	2.7	1.8	1.5	4.0	1.5

c 绝缘配合间隙

本项目所经过地区的海拔高度在 1420m~1640m，根据《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB 50061-2010）有关规定，本项目的塔头带电部分与杆塔构件(包括拉线、脚钉等)的最小空气间隙，在相应的风偏条件下，不小于下表所列数值。

工 况	同时风速(m/s)	空气间隙(mm)	α 值
工频电压	25	100*1.07	0.61
操作过电压	15	250*1.07	1.0
雷电过电压	10	450*1.07	1.0
带电检修	10	600*1.07	1.0

注：①计算时相应风速均折算到 15m 平均高度。

②对操作人员需要停留工作的部位，另考虑人体活动范围 0.3m~0.5m。

③海拔高度为 1000m 及以上的地区，海拔高度每增高 100m，内部过电压和运行电压的最小间隙应按上表所列数值增加 1%。

e 导线金具绝缘串

本项目直线塔采用“I形”悬垂串，根据本工程使用条件设计有单联单挂点和双联双挂点两种组装型式，以适应不同的垂直荷载和悬垂角。

本项目耐张塔采用双联单挂点组装形式的耐张串；耐张串与铁塔联接的第一个金具都采用U型挂环。

本项目跳线串根据杆塔形式分为：直跳、单联直跳、带支撑管跳线。

d 金具

本项目选用金具及线材接续如下表：

地线 \ 导线	悬垂线夹	耐张线夹	接续管	补修管	护线条	预绞丝式防振锤
JL/G1A-150/25	XG-4022	NY-150/25A	JYD-150/25	JX-150/25	FYH-150/25	FDNJ-2/3
JL/G1A-240/30	XG-4022	NY-240/30A	JYD-240/30	JX-240/30	FYH-240/30	FDNJ-3/4

金具的强度安全系数不小于下列数值：

最大使用荷载情况取 2.5，断线、断联情况取 1.5。

1) 防雷与接地

a 防雷

根据雷电多发且多为雷电绕击的特征，为降低线路雷击跳闸率，本工程架设单避雷线作为防止直击雷保护，每基杆塔避雷线均直接接地。避雷线对边导线的保护角不大于 25° ，在外过电压无风条件下，导线在档距中央的距离在雷电过电压无风情况下满足 $\geq 0.012L+1$ （L为档距，单位米）的要求。

b 接地

接地装置拟采用方环带射线水平浅埋形式，接地体埋深山地为0.6m，耕地水田为0.8m，多岩山地为0.4米。对部分靠近村庄、房屋的杆塔拟采用方环四射线水平圆形接地装置，以提高接地装置的均压性。接地材料采用 $\Phi 10$ 圆钢，接地引下线采用 $\Phi 12$ 圆钢并热镀锌防腐。

本工程有地线的线路杆塔的工频接地电阻应满足下表所列数值。

土壤电阻率($\Omega \cdot m$)	100 及以下	100 以上至 500	500 以上至 1000	1000 以上至 2000	2000 以上
工频接地电阻(Ω)	10	15	20	25	30

注：如土壤电阻率超过 $2000\Omega\cdot\text{m}$ ，接地电阻很难降到 30Ω 时，可采用 6~8 根总长不超过 500m 的放射形接地体或连续伸长接地体。

升压站进出线段 2km 范围内的工频接地电阻及电缆上塔的杆塔接地电阻应做到不大于 10 欧姆，部分腐蚀严重地区、土壤电阻率较高的地区，对于接地射线无法辐射的地段或覆盖层较薄的地段考虑采用接地模块等方式来降低接地电阻。

（3）电缆线路

1) 电缆选型

本工程箱变高压侧出口采用 ZC-YJLHY23-26/35-3*120mm² 电缆引出至杆塔位置，进站段选择 ZC-YJY23-26/35-3*300mm² 电缆。

2) 电缆敷设方式

为方便运行维护和保护电缆不受外力破坏，风机出线段和过路段拟采用套保护管直埋后加保护盖板的敷设方式，进入升压站围墙后利用站内电缆沟敷设。直埋沟内采用中砂填充及作垫层，可使电缆有良好散热和防火功能，沟内盖板采用 40mm 厚钢筋混凝土砣，钢筋均为 Q235，上部采用素土回填夯实。沿电缆路径的直线间隔 30~50 米处、转弯处、接头部位，应设置明显的电缆方位标志。升压站内沿电缆沟敷设分段采用防火封堵材料，进配电房段需涂防火涂料。电缆敷设需结合当地冻土情况，埋设在冻土深度以下。

3) 、电缆附件

冷缩系列的电缆终端在 35kV 电缆线路中采用较为广泛，以高弹性优质硅橡胶为主要材料，有极强的绝缘性和防水性，在外力破坏时无尖硬的飞溅物，本工程拟采用户外冷缩式电缆终端头和电缆中间接头。

电缆附件的绝缘水平应与电缆匹配，污秽等级按 C 级设计，泄漏比距 $\geq 34.7\text{mm/kV}$ （按系统最高相电压），硅橡胶绝缘。

4) 、电缆防雷与接地保护

在电缆上杆塔侧装设户外氧化锌避雷器防止雷电波入侵，在箱变及站内配电柜侧均采用户内避雷器装置保护。

电缆系统设计为在电缆金属护层两端直接接地，同时沿线电缆分支箱、工井进行保护接地，接地电阻必须 $\leq 10\Omega$ 。

6.4.3 330kV 线路

本工程配套建设一条 330kV 送出线路，新建线路起自拟建 330kV 北山汇集站到 750kV 玉门变电站，新建线路路径总长度 94.8km。在 750kV 玉门变电站内扩建北山汇集站间隔

架空段新建线路导线推荐采用 2xJL3/G1A-630/45 型钢芯高导电率铝绞线，地线 2 根均采用 48 芯 OPGW-150 型复合光缆；电缆段推荐采用 ZC-YJLWO3-Z-190/330-1x2500 交联聚乙烯绝缘电缆。

沿线海拔 1100~1600m。线路建设地点位于玉门市花海镇和老君庙镇。

6.5 升压站

6.5.1 电气一次

6.5.1.1 电气主接线

（1）主变压器

汇集站配置 4 台主变压器，其中 3 台为容量 360MVA 的三相风冷强油循环分裂绕组有载调压变压器，变比 $345 \pm 8 \times 1.25\% / 36.75-36.75\text{kV}$ ，连接组别 YN,d11-d11。

（2）330kV 部分

330kV 暂考虑采用 SF6 组合电器，户内布置。

330kV 出线 1 回，至 750kV 玉门变，主变进线 4 回，采用单母线接线。

（3）35kV 部分

汇集站设置 7 段 35kV 母线，每台 360MVA 主变低压侧接入 2 段母线，180MVA 主变低压侧接入 1 段母线，采用单母线单元接线型式。

每母线上均配置 1 回主变进线、1 回 PT 柜、1 回接地装置、1 回 SVG 和 6/7 回集电线路（I~IV 段设 7 回风电集电线路、V~VI 段设 6 回风电集电线路、VII 段设为 6 回储能集电线路）。35kV IV 段、VI 段配置站用变出线。

35kV 部分采用 KYN 型金属铠装手车式开关柜，双列离墙布置。

（4）无功补偿装置

为提高 330kV 系统的稳定性和风场送出电能的质量，推荐在本工程升压站 35kV 系统设置无功补偿装置。本工程暂按每台 360MVA 主变配置 72Mvar 容性和 72Mvar 感性的无功补偿设备，每台 180MVA 主变配置 36Mvar 容性和 36Mvar 感性的无功补偿设备，共配置 7 套 $\pm 36\text{Mvar}$ 无功补偿装置，分别接在 35kV I -VII 段母线上。考虑到风电场无功变化范围较大的实际情况，补偿容量推荐采用动态无功补偿装置（SVG）。

在下阶段设计工作中，可根据工程接入系统批复报告及电能质量分析报告对无功补偿装置的设置容量及安装套数进行优化。

（5）中性点接地方式

本工程 330kV 系统采用中性点直接接地的方式，升压站主变压器 330kV 侧中性点采用经隔离开关直接接地或经避雷器、放电间隙接地。

根据《关于印发风电并网运行反事故措施要点的通知》（国家电网调[2011]974号文件）风电场 35kV 系统应能快速切除单相接地故障，经电阻接地较经消弧线圈接地方式切除故障可靠性更好，造价更经济，另经接地电阻接地方式可以改变接地电流相位，加速泄放回路中的残余电荷，促使接地电弧自熄，从而降低弧光间隙接地过电压，同时可提供足够的电流和零序电压，使接地保护可靠动作。因此本工程推荐采用经接地变压器引出的电阻接地方式。

综合考虑接地故障灵敏性（接地电流值），并考虑安全性，参考国网公司通用设备选型，额定电阻值取 $50.5\ \Omega$ ，对应的接地变容量为 1000kVA。本工程共设置 7 套接地小电阻成套装置。

本工程低压场用电系统采用中性点直接接地方式。

本工程采用一次消谐，一次消谐装置串接于 35kV 母线 PT 接地回路。

（6）升压汇集站站用电

远景站用变系统由 35kV #1、#2 站用变、柴油发电机及低压配电屏组成。380/220V 站用电系统采用单母线分两段接线，正常时分列运行，分别由#1、#2 站用变供电，站用变电源引接自#5、#7 段 35kV 母线。为进一步增强站用电可靠性，另设一台 400kW 柴油机做为事故电源，与两段站用母线相连，不另设保安母线段。

6.5.1.2 短路电流计算及主要电气设备选择

根据接入系统资料，330kV 母线侧三相短路电流 33.8kA，单相短路电流 44.8kA。

根据短路电流的计算结果，330kV 主要设备按短路电流水平 50kA 选择；35kV 设备短路电流水平按 31.5kA 选择。

（1）330kV 配电装置采用户外 GIS 组合电器

额定电压：252kV

额定电流：4000A

额定开断电流：50kA

额定短时耐受电流/时间：50kA/3s

额定峰值耐受电流：125kA

(2) 主变压器主要参数

型号: SFPP-360000/330

容量:360000/180000-180000kVA

额定电压:345±8×1.25%/36.75kV-36.75kV

接线组别: YN,d11-d11

半穿越电抗电压：26%

（暂考虑二级能效水平）

(3) 户内 35kV 开关柜，采用 KYN 型金属铠装手车式开关柜

额定电压：40.5kV

母线额定电流：4000A

断路器额定电流：4000A（主变进线柜）/1250A（馈线柜）

额定开断电流：31.5kA

额定短时耐受电流/时间：31.5kA/4s

额定峰值耐受电流：80kA

(4) 35kV 户外直挂式水冷 SVG，补偿容量±36Mvar

单套SVG配置如下：

连接电抗器1组

启动装置1套

IGBT换流阀组1套

控制系统1套

冷却装置1套

(5) 接地装置，户外布置

型号：DKSC-1000/35

型式：干式（环氧浇注）

一次侧最高运行电压：40.5kV

额定容量：1000kVA

接线组别：ZN

接地电阻：50.5 Ω

(6) 干式站用变压器

型号为：SCB14-800/35

阻抗电压：6%

分接头范围： $\pm 3 \times 2.5\%$ （高压侧）

额定变比：36.75 $\pm 3 \times 2.5\%$ /0.4V

最高工作电压：40.5kV

额定频率：50Hz

中性点接地方式：低压侧中性点直接接地

联结组别：D,yn11

(7) 电缆选择

35kV电缆拟选用ZC-YJY23-26/35型阻燃交联聚乙烯绝缘钢带铠装聚乙烯护套铜芯电缆。

低压电缆拟选用ZC-YJY23-0.6/1型阻燃交联聚乙烯绝缘钢带铠装聚乙烯护套铜芯电缆。

6.5.1.3 电气总平面布置

电气平面布置力求紧凑合理、出线方便、减少占地面积、节省投资。结合站址地理位置，系统接线及各级电压配电装置出线方向，确定各级电压配电装置的布置型式。

汇集站全站总布置按照最终规模设计，分升压区、预制舱式储能区两部分。

升压区含330kV配电装置，主变压器、35kV配电装置室；35kV SVG装置布置在35kV配电装置室东侧。周围设置环形道路，进站口位于全站区西侧。

电池预制舱布置按集电回路数分区。分区内储能系统额定能量不超过50MWh，若超过50MWh，设置耐火极限不应低于4.00h的防火墙，防火墙超出设备外轮廓1m。相邻分区的间距大于10m，无需设置防火墙。

采用集装箱体布置形式，可实现设计方案的模块化、设备基础的通用化、施工建设的标准化，箱内接线及单体设备调试最大程度的实现出厂前完成，可减少现场安装、接线、调试工作，有效缩短建设周期。另外箱体采用拼接防水工艺，通过“设置防水翻边+加装硅橡胶密封胶条+防水扣板”的模式，确保拼接处防护等级不低于IP55。

6.2.1.4 过电压保护及接地

(1) 过电压保护

电气设备的绝缘配合，参照国家标准GB11032-2010《交流无间隙金属氧化物避雷器》、GB/T 50064-2014《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》确定的原则进行选择。

本站防直击雷采用构架避雷针与独立避雷针联合保护。

在建筑物屋面设置外露避雷带，经柱内主筋引下接地，作为这些建筑的防直击雷保护。

在35kV各馈线、35kV配电装置线路出线处和母线上各装设一组氧化锌避雷器，作为防雷电侵入波保护；在主变330kV中性点引出线上装设一只氧化锌避雷器，作为变压器中性点绝缘保护；在330kV进线、出线侧装设一组氧化锌避雷器，作为雷电侵入波保护。

(2) 接地

升压区的接地网均采用以水平接地体为主，垂直接地体为辅的复合接地网。接地材料采用-60*8热镀锌扁钢。

升压站接地网接地电阻根据GB/T 50065-2011《交流电气装置的接地设计规范》第4.2.1条规定 $R \leq 120/I_g$ (I_g 为计算用的接地网入地对称电流值)设计,且站内的接触电势和跨步电压应满足要求，不满足要求时，应采取相关规程、规范允许的处理措施。

6.5.1.5 照明

根据《发电厂和变电站照明设计技术规定》(DL/T5390-2014)和《GB51309-2018消防应急照明和疏散指示系统技术标准》的规定，站内照明系统根据运行及消防等部门要求设置正常照明、备用照明、疏散照明。正常工作照明采用 380/220V 三相四线制，由站用电源供电。在主控室、配电装置室等按照规程规定需要在停电后继续工作的场所设置备用照明，正常时由交流系统供电，交流系统电源消失后自动转为由应急照明自带的蓄电池供电。根据消防要求，在变电站各主要通道和出入口设置应急照明指示灯作为人员疏散的疏散照明，采用集中控制型直流疏散照明系统，正常时由直流系统供电，直流系统电源消失后由应急照明配电箱内自带的蓄电池供电。

主控室、二次设备室等照明灯具主要采用节能 LED 灯，配电装置的照明采用高效节能投光灯照明，检修时局部还可另增设临时照明。

6.5.1.6 电缆敷设及防火

（1）电缆选型

电力电缆选择按照 GB50217-2018《电力工程电力设计规范》选择。

（2）电缆敷设

电缆主要采用沿电缆沟敷设的方式，部分电缆采用穿管暗敷的方式。

高频同轴电缆在两端分别接地，并紧靠高频电缆敷设截面不小于 100mm² 两端接地的铜导线。

（3）电缆防火

光缆、电缆防火阻燃的主要原则是隔离着火区域，缩小事故范围，减少损失，缩短修复时间，避免因电缆火灾事故扩大导致全站停电事故的发生。

按相关规程要求，光缆、电缆防火阻燃措施包括：

1) 在公用主电缆沟与引接分支电缆沟的接口处，屏、柜、箱的底部电缆孔洞等处，采用耐火材料进行封堵。

2) 电缆沟内每隔 60m 处设置防火墙。

3) 在控制电缆与电力电缆之间设置防火隔板或防火槽盒进行分隔。

4) 对直流电缆、事故照明、火灾报警系统的全部电缆，屏、柜、箱底部 1m 长的电缆，户外电缆进入户内后 1.5m 长的电缆，防火墙两侧各 1.5m 长的电缆，采用电缆防火包带进行捆扎。

5) 对靠近含油设备（如变压器、电流互感器）的电缆沟盖板用卡槽式电缆沟盖板，防止变压器油流入电缆沟内。

6) 电缆从室外进入室内的入口处、电缆竖井的出入口处、电缆接头处、主控制室与电缆夹层之间以及长度超过 100m 的电缆沟或电缆隧道，均应采取防止电缆火灾蔓延的阻燃或分隔措施（防火隔墙或防火门），其耐火极限不应低于 3h。

7) 各类电缆同侧敷设时，动力电缆应在最上层，控制电缆在中间层，两者之间采用防火隔板隔离；通信电缆及光纤等敷设在最下层并放置在耐火槽盒内。

8) 10kV 及以上高压电力电缆与低压电缆应分沟敷设。站用变压器至站用电室之间的动力电缆，两组及以上蓄电池组动力电缆应按照重要动力电缆分沟敷设。

6.5.2 电气二次

6.5.2.1 设计原则及依据

本风电场按照少人值班原则设计，采用计算机监控系统来实现风电场的控制、测量、报警、操作闭锁、调度系统通信和风电场的某些管理功能，以提高风电场运行操作的可靠性、先进性、安全性和运行管理水平。

6.5.2.2 二次设备布置

330kV 汇集站计算机监控系统和风电机组计算机监控系统均布置在 330kV 升压站主控通信楼内。

汇集站二次设备一般采用集中布置的方式，全站控制保护集中布置在#2 二次设备室内，通讯设备布置在#1 二次设备室，站内不设通信机房。

汇集站二次设备柜体结构、外形及颜色均应统一，组屏方案应合理。330kV 线路保护柜，主变的保护柜、测控柜，35kV 母差保护柜，故障录波柜，关口计量柜等均布置于#2 二次设备室内；远动柜，直流电源柜、调度数据网柜等布置于#1 二次设备室内；

35kV 集电线路、35kV 储能进线、场用变、接地变及无功补偿装置 SVG 等的保护、测控装置和计量装置就地分散布置于开关柜内。

操作员工作站、工程师站、五防工作站等布置在主控室内。

6.5.2.3 控制、监视和测量

本风电场按照少人值班原则设计，采用计算机监控系统来实现风电场的控制、测量、报警、操作闭锁、调度系统通信和风电场的某些管理功能，以提高风电场运行操作的可靠性、先进性、安全性和运行管理水平。

本风电场采用两套计算机监控系统，即风力发电机组监控系统和风电场汇集站计算机监控系统。

风力发电机组监控系统随风力发电机组单独配置，完成对风力发电机组控制、监视、测量。该系统可以控制风力发电机的开机、停机、起动、旋转方向，并可通过各种检测装置和变送设备，在后台屏幕上显示当前时间、叶轮转速、发电机转速和功率、风速、环境温度、风机温度和偏航情况等实时信息，以保证风力发电机组持续运行在安全水平线上。

另外，风机厂家在风机塔架上部和下部发电机机舱内配有就地控制箱，作为就地紧急或检修时操作之用，并且能通过切换使远方调度值班人员经通信通道实现远方监

视和控制。

汇集站内配置一套站用的计算机监控系统，完成对汇集站及环网柜电气设备的控制、监视、测量；计算机监控系统采用双网结构，配置三个操作员站、一个工程师站、一个五防工作站。计算机监控系统完成数据采集和处理、控制操作、事件报警和顺序记录（SOE）、报表打印和技术统计、事故追忆、调度通信、系统自诊断和维护等功能。计算机采用汉字操作系统，人机界面友好、易于掌握、便于实行汇集站无人值守。

汇集站计算机监控系统为双网冗余形式配置，采用分层分布式开放性网络结构，网络分为站控层和间隔层两层。间隔层的设备安装在汇集站#2 二次设备室、35kV 配电装置室与#1 二次设备室内，站控层设备集中安装在主控室内。

风力发电机组计算机监控系统是随风力发电机组成套供货的，并与汇集站计算机监控系统进行通信。

另外在主控室设置一台专用工作站，安装风机箱变监测软件，作为风机箱变监控后台，实时监测风机箱变的运行情况。

6.5.2.4 计量

计量采用智能电度表，电度表下放至相应的 35kV 开关柜内：35kV SVG 进线开关柜、35kV 集电线路进线开关柜、35kV 储能进线柜、35kV 站用变进线柜。380V 场用电计量电度表设置在 380V 进线开关柜内。

本工程计量关口暂设在 330kV 线路侧，关口计量设备组柜安装于 330kV 线路关口表柜内，330kV 线路关口表柜布置在汇集站#2 二次设备室。35kV 储能进线柜暂设计量关口。

关口计量采用有功 0.2S 级、无功 2.0 级、带双通讯口关口表。关口计量用电流互感器准确级要求为 0.2S 级，电压互感器准确级要求为 0.2 级；电流互感器要求专用线圈，电压互感器要求专用线圈或独立回路。电能信息通过通信接口传送数字量信息，其计量关口的电量信息送往相关调度。

6.5.2.5 测控、保护装置

风力发电机组保护由风力发电机配置并成套供货。35kV 集电线路、35kV 储能进线、35kV 无功补偿成套装置、35kV 接地变、35kV 站用变、箱变等配置微机型保护。主变保护装置、主变测控装置、330kV 线路保护装置和 35kV 母差保护装置则组屏安装布置在#2 二次设备室内；35kV 集电线路、35kV 储能进线、35kV 无功补偿

成套装置、35kV 接地变、35kV 站用变等微机保护测控装置下放至相应的 35kV 开关柜内；环网柜保护单元下放到环网柜内，由环网柜厂家提供。

风力发电机组：①温度过高；②振动超限保护；③传感器故障保护；④过负荷保护；⑤电网故障保护；⑥其它保护

此外，风机机组应具备低电压穿越能力、高周切机等功能，并配置振动状态监测装置。风机在线振动状态监测系统监测风电机组的振动状态并进行诊断分析，评估风电机组运行状况，及时发现机组健康异常情况并跟踪设备故障发展，并以此制定主动预防性的维护策略，提高维护工作的预判性、计划性和针对性，避免部件进一步损坏和故障发生，减少停机时间和发电量损失，提高机组寿命和风电场收益。

以上保护由风力发电机配置并成套供货。

（1）330kV 主变保护，配置双重化的主、后备保护一体变压器电气量保护和一套非电量保护：①差动保护；②复合电压过电流保护；③变压器中性点零序过流、零序过压保护；④过负荷保护；⑤主变瓦斯保护；⑥有载调压瓦斯保护；⑦绕组温度过高；⑧油温过高保护；⑨压力释放保护。

（2）35kV 集电线路及 35kV 储能进线：①电流速断保护；②过电流保护；③零序过电流保护。

（3）35kV 接地变及 35kV 站用变：①电流速断保护；②过电流保护；③零序过电流保护；④温度等非电量保护。

（4）35kV 动态无功补偿装置（SVG）：①电流速断保护；②过电流保护；③零序过电流保护。

6.5.2.6 操作电源系统

（1）直流电源

保护控制设备的直流电源电压采用 220V。全站 220V 直流系统由三套充电装置+二组蓄电池组成，设置两组阀控式密封铅酸蓄电池，控制保护负荷停电时间按 2 小时计算，选电池容量为 600Ah，单体 2V，每组 104 只。

直流电源采用辐射式供电，主馈电屏布置在#1 二次设备室、分馈电屏布置在#2 二次设备室。

表 6.5-1 220V 直流系统负荷统计表

220V 直流系统负荷统计表（站内负荷按 2 小时）

序号	负荷名称	负荷容量 (W)	负荷系数	计算容量 (W)	负荷电流 (A)	事故放电时间及电流				备注
						初期			随机负荷 (A)	
						0~1min	1~120min	120~240min		
1	保护、控制	5000	0.6	3000	13.64	13.64	13.64			
2	监控系统、智能组件	10000	0.8	8000	36.36	36.36	36.36			
3	交流不间断电源	30000	0.6	18000	81.82	81.82	81.82			
4	断路器跳闸	9000	0.6	5400	24.55	24.55				
5	断路器合闸	1800	1	1800	8.18				8.18	
					经常负荷电流	I1	I2	I3		
	电流统计 (A)				50.00	156.36	131.82	0.00	8.18	

表 6.5-2 220V 直流容量计算表

220V 直流容量计算表									
负荷 (A)		负荷变化		放电时间 (min)		放电分段时间 (min)		容量换算系数	容量 (Ah)
I1	156.36	I1-0	156.36	M1	1	T=M1	1	1.24	126.10
								总计 C1	126.10
I1	156.36	I1-0	156.36	M1	1	T=M1+M2	120	0.344	454.53
I2	131.82	I2-I1	-24.54	M2	119	T=M2	119	0.347	-70.72
								总计 C2	383.81
I1	156.36	I1-0	156.36	M1	1	T=M1+M2+M3	240	0.214	730.65
I2	131.82	I2-I1	-24.54	M2	119	T=M2+M3	239	0.214	-114.67
I3	0.00	I3-I2	-131.82	M3	120	T=M3	120	0.344	-383.20
								总计 C3	232.78
IR	8.18	IR	8.18	MR	5s	T=MR	5s	1.34	6.10
								总计 CR	6.10
选择蓄电池容量=1.4*383.81+6.1=543.434									

(2) 充电装置台数及型式

直流系统采用高频开关充电装置，配置 3 套，模块 N+1 冗余，每套选用 6 个 30A 模块充电，具体选择如下：

1) 浮充电设备

$$I_{r1} = 0.01C_{10} + I_{jc} = 0.01 \times 60 + 50 = 50.6A$$

2) 均衡充电设备

$$I_{r2} = 1.25I_{10} + I_{jc} = 1.25 \times 60 + 50 = 125A$$

3) 初充电设备

$$I_{r3}=1.25I_{10}=1.25\times 60=75A$$

充电装置额定电流 $I_c=\text{Max}(I_{r1}, I_{r2}, I_{r3})=125A$,

充电模块按 220V、30A，取整得到 $n=6$ 。

(3) 交流不停电电源系统

配置两套交流不停电电源系统（UPS）供站内计算机设备、调度自动化设备及火灾报警主机等使用，每套容量 30kVA，UPS 不带电池，备用电源由直流系统供电。两套逆变电源独立运行。

6.5.2.7 防误

防误操作采用微机五防加单元电气闭锁方案。

6.5.2.8 火灾自动报警系统

设置 1 套火灾自动报警系统，火灾自动报警系统设备包括火灾报警控制器（组柜安装于主控及消防控制室）、感温感烟探测器、气体探测器、消防广播、控制模块、信号模块、手动报警按钮等。火灾报警系统能与视频监控系统进行联动，当火灾发生时，火灾报警控制器可及时发出声光报警信号，显示发生火警的地点，并联动摄像机进行录像。

火灾探测区域按独立房（套）间划分。火灾探测区域有：主变、35kV 配电装置室、电池舱、PCS 及升压变舱、二次室等。

根据 T/CEC373-2020《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》，电池舱内设置可燃气体探测器、感温感烟探测器，每种探测器不少于 2 个。电池舱内火灾子系统与电池 BMS 系统进行联动，当联动策略动作时，关闭空调、启动风机，跳开 PCS 断路器并启动自动灭火系统。

6.5.2.9 视频监控系统

风电场 330kV 汇集站设置一套安防及图像监控系统，对全站主要电气设备、关键设备安装地点以及周围环境进行全天候的图像监视，以满足电力系统安全生产所需的监视设备关键部位的要求，同时，该系统可实现汇集站安全警卫的要求。该系统可通过通信接口与火灾报警系统进行联动。

330kV 汇集站设置有红外对射探测器、电子围栏以及相应的报警主机，报警主机设置于主控室，实现对 330kV 汇集站围墙大门的出入情况进行监测，以及当汇集站遭

受非法进入时发出报警信号。

6.5.2.10 对时系统

站内配置一套公用的时钟同步系统，主时钟双重化配置，另配置扩展装置实现站内所有对时设备的软、硬对时。优先采用北斗授时信号，时间同步精度和守时精度满足站内所有设备的对时精度要求。

时间同步系统对时范围：监控系统站控层设备、保护装置、测控装置、故障录波装置、自动装置、BMS、PCS 等。

6.5.2.11 电能质量监测

本风电场配置电能质量监测设备，以实时监测风电场电能质量指标是否满足要求，并按调度机构要求上传电压幅值、电压变动、闪变、谐波电气量等电能质量相关信息，最终配置根据接入系统方案调整。

6.5.2.12 电工实验室

本工程按四级实验室标准配置。

6.5.2.13 调度管理

本工程汇集站暂定由甘肃省调调度管理。远动信息暂定统一送往甘肃省调、玉门地调。具体调度方式以国网下发的接入系统报告批复意见为准。

6.5.2.14 远动信息内容

远动信息内容原则上按照《风电场调度运行信息交换规范》Q/GDW 1907-2013、《电力系统调度自动化设计技术的规程》（DL/T5003-2017）、《电化学储能系统接入电网技术规定》GB/T36547 的要求确定。风电场向电网调度机构传送的自动化信息应当包括：

（1）遥测信息

遥测信息应包含风电场：

- 1) 风机的有功功率总加、无功功率总加
- 2) 汇集站并网点接入电网线路的有功功率、无功功率和电流
- 3) 汇集站主变各侧的有功功率、无功功率和电流
- 4) 汇集站主变高、低压侧各段母线的电压、频率
- 5) 汇集站主变有载调压装置作为遥测处理时的分接头档位、主变温度
- 6) 汇集站无功补偿装置的无功功率、电流

- 7) 汇集线的有功功率、无功功率和电流
- 8) 最大、最小出力限值
- 9) 当前升负荷速率、降负荷速率
- 10) 遥调电压目标返回值等
- 11) 风机有功容量总加、无功容量总加
- 12) 风机待风有功容量总加、无功容量总加
- 13) 风机的有功功率、无功功率
- 14) 风机停运有功容量总加、无功容量总加
- 15) 风机运行有功容量总加、无功容量总加
- 16) 运行、待风、停运三种状态下风电机组的总容量及总台数
- 17) 测风塔 10m、50m、70m 及风电机组轮毂中心高处、测风塔最高处四个实时测量的风速、风向信息

18) 测风塔 10m 处测点实时测量的气温、气压、湿度等信息

22) 总 SCO 量测量、总 SOC 上下限；

(2) 遥信信息

遥信信息应包含风电场：

- 1) 汇集站事故总信号
- 2) 汇集站并网点线路的断路器、隔离刀闸、接地刀闸位置状态信号
- 3) 汇集站无功补偿装置的断路器、隔离刀闸、接地刀闸位置状态信号
- 4) 汇集站主变中性点接地刀闸状态位置信号
- 5) 汇集线的断路器、隔离刀闸、接地刀闸状态位置信号
- 6) 汇集站主变有载调压装置作为遥信处理时的分接头档位
- 7) 汇集站事件顺序记录（SOE）信息
- 8) 汇集站无功补偿装置自动/手动信号
- 9) 自动发电控制（AGC）和自动电压控制（AVC）的允许信号
- 10) 功率调节运行方式指示信号：AGC 是否投入
- 11) 功率调节运行方式指示信号：AVC 是否投入
- 12) AGC 增出力闭锁信号、AGC 减出力闭锁信号等
- 13) 风机低电压穿越功能投/退状态

14) 汇集站无功补偿装置内部断路器、隔离刀闸、接地刀闸位置状态信号。

15) PCS 动作信号

(3) 遥控信息

风电场 AGC 投入/退出命令等

(4) 遥调信息

风电场 AGC 调节命令

风电场 AVC 调节命令

(5) 非实时信息

站内数据模型、图形模型信息等

(6) 接口要求

站内计算机监控系统应配置两台能够支持双主用工作方式的远动工作站。远动工作站与调度主站自动化系统数据传输采用“双主”通信方式，支持网络和点对点通信方式。

6.5.2.15 远动设备

升压场内设两面远动主机柜，包含 I 区 2 台远动主机及相关软件，II 区 2 台远动主机及相关软件，向调度端传送远动信息。

6.5.2.16 远动信息传输通道及传输设备

为保证远动信息可靠地传送到调度中心，要求汇集站至甘肃省调采用双调度数据网络通道。

6.5.2.17 电量计费信息采集

根据 DL/T 5202 《电能量计量系统设计技术规程》，在本风电站的汇集站内配置 1 台电能量采集处理装置。

关口计量点暂定设置在本风电工程 330kV 汇集站出线侧。本风电场出线设计费关口计量表，组屏安装在汇集站#2 二次设备室。计量采用 0.2S 级电能表。关口计量表采用有功 0.2S 级，无功 0.2 级，I 类计量表。计量用电流互感器准确级要求为 0.2S 级，电压互感器准确级要求为 0.2 级。

电能量采集处理装置通过 RS-485 接口与多功能电度表通信获取电量信息，向甘肃省调及玉门地调发送，通信方式采用调度数据网方式。

6.5.2.18 二次设备安全防护系统

汇集站配置 2 网络安全监测装置、1 套安全审计系统、1 套入侵检测装置、1 套入侵检测系统 IDS、1 套安全漏洞扫描装置、1 套恶意代码防护、1 套防病毒系统，一区和二区之间如果有业务交互需要配置防火墙，一区/二区与三区之间如果有业务交互，需要配置正反向隔离装置，根据现场实际进行配置。等二次安全防护设备，最终配置根据接入系统方案进行调整。

调度通信交换机接入调度路由器需经过百兆型纵向加密装置。涉网控制区与非控制区之间通信需设置明显可断开点，并设置防火墙或隔离装置。

气象数据连接外网，获取相关气象数据。当风功率预测系统通过外网获取气象数据时，需经过反向隔离，用于外网与气象数据采集服务器之间的二次安全防护。

6.5.2.19 相量测量装置

目前甘肃网内变电站均按电压等级配置了同步相量测量系统，通过电力调度数据网将相关信息传送到甘肃省调。装置实现电网的同步相量测量以及 0.1~2.5Hz 低频振荡和 10~40Hz，60~90Hz 次/超同步振荡检测。

本工程配置 1 套宽频同步相量测量系统，测量范围涵盖 0-2500Hz，实时测量监测电网谐波、同步相量以及各类功率振荡。本站用于采集 330kV 线路三相交流电压、35kV 集电线路三相交流电流电压。

6.5.2.20 AGC/AVC

汇集站配置一套 AGC/AVC 控制系统，要求此控制系统具有以下功能：

自动跟踪调度发电计划曲线或实时调节指令，采用安全、经济的控制策略对风机监控子系统分配有功功率，满足调度对风电场功率输出的限制要求。

自动接收调度下达的电压、无功计划曲线或实时指令，利用监测到的风电场运行数据，制定安全、经济的控制策略对站内所有无功补偿装置（包括风机、SVG）进行优化、协调分配并发出控制指令，实现对风电场汇集站电压和无功的自动调节和控制，使其在允许的范围内变化。

AGC、AVC 控制系统与汇集站计算机监控系统一体化设计。

6.5.2.21 风功率预测系统

根据 NB/T 31046《风电功率预测系统功能规范》和 GB/T 19963.1-2021《风电场接入电力系统技术规定》，本风电场必须建设风功率预测系统，并按调度机构要求上传实时气象信息、日前及超短期功率预测信息。

具体设备配置风功率预测系统一套，一座测风塔。其中测风设备位置应在距风电场主迎风方向 5 公里范围内，应至少探测到包括风速、风向、温度、湿度、气压等气象信息，并按调度机构要求上传实时气象信息、日前及超短期（未来 4 小时内）功率预测信息，自动气象站通过调度数据网上传数据至省调及地调 EMS 系统。同时，风功率预测系统通过新能源信息接入通信网关机、调度数据网，向调度中心新能源模块 D5000 上传 0~168 小时的风功率预测系统信息。

6.5.2.22 汇集站 35kV 及 330kV 系统保护

（1）330kV 线路保护

按《继电保护和安全自动装置技术规程》，每回 330kV 线路应配置双套完整的、独立的能反映各种类型故障、具有选相功能全线速动保护，每套保护均具有完整的后备保护。线路重合闸功能配置在线路保护中，应能实现单相、三相、综合及特殊重合闸方式。

330kV 线路两侧均配置 2 套分相电流差动保护，远跳及过电压保护双重化配置集成在主保护装置内。每套线路保护装置采用双通道配置。

（2）330kV 母线保护

330kV 系统主接线本期及远景均为单母线接线，330kV 母线按双重化重新配置母线保护。每套母线保护含失灵保护功能和复合电压闭锁功能。每套线路（或主变压器）保护动作各启动一套失灵保护。

（3）故障录波

330kV 升压站装设 1 面 330kV 故障录波柜、4 面 35kV 故障录波柜，用于记录本风电场升压站的所有需录波电流、电压、保护动作和其它开关量信号。

（4）继电保护及故障信息系统

为了收集和管理储能电站中的保护装置、安全自动装置等涉及电网异常或者动作时的信号、断路器的分合及保护装置的异常信号；微机保护装置和故障录波器的录波数据和报告、保护定值等，以及对这些数据、信号的综合、统计、计算和分析等处理

与管理，配置 1 套继电保护故障信息处理系统。保护装置、故障录波均通过以太网与保护及故障信息系统子站通信。

（5）35kV 母差保护

为了快速切除 35kV 母线上的故障，每段 35kV 母线应配置一套母线保护装置。

（6）35kV 汇集线保护

配置电流速断保护、过电流保护、零序过流保护。

（7）35kV 站用变压器保护

配置电流速断保护、过电流保护、零序过流保护、低压侧中性点零序过流保护、过负荷保护、非电量保护等。

（8）35kV SVG 进线保护

配置电流速断保护、过电流保护、零序过电流保护。

SVG 本体具有以下保护：功率单元应配置驱动故障、过压、欠压、失压、短路及超温故障等保护；整套无功补偿系统应具备输出电流过流、供电过压、欠压、失压保护等。SVG 厂家负责整套动态无功补偿装置内的保护及测控，并提供相应保护及测控设备。

（9）35kV 就地升压变保护

35kV 就地升压变采用变压器综合保护装置，具备速断、过流、温度等保护。

（10）PCS 保护

本体保护：功率模块过流、功率模块过温、功率模块驱动故障；

直流侧保护：直流过压/欠压保护、直流过流保护、直流输入反接保护；

交流侧保护：交流过压/欠压保护、交流过流保护、频率异常保护、交流进线相序错误保护、电网电压不平衡度保护、输出直流分量超标保护、输出直流谐波超标保护、防孤岛保护；

其它保护：冷却系统故障保护、通讯故障保护。

（11）电池本体保护

电池本体的保护主要由电池管理系统（BMS）实现，BMS 应具备过压保护、欠压保护、过流保护、过温保护和直流绝缘监测等功能。

（12）安全稳定控制装置

本工程暂估两套安全稳定控制装置费用，是否配置以及稳控策略需以接入系统报

告批复意见为准。

7 消防

7.1 工程概况和消防总体设计

7.1.1 消防设计主要依据

本工程消防设计严格遵照现行国家、行业的规范、规程：

- (1) 《风电场设计防火规范》（NB 31089-2016）；
- (2) 《建筑防火通用规范》GB 55037-2022
- (3) 《火力发电厂与变电站设计防火标准》（GB 50229-2019）；
- (4) 《建筑灭火器配置设计规范》（GB 50140-2005）；
- (5) 《火灾自动报警系统设计规范》（GB50116-2013）；
- (6) 《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》（GB50019-2015）；
- (7) 《电力设备典型消防规程》（DL 5027-2015）；
- (8) 《消防给水及消火栓系统技术规范》（GB50974-2014）；
- (9) 《变电站和换流所给水排水设计规程》（DL/T 5143-2018）；
- (10) 《220KV~750kV 变电站设计技术规范》（DL/T 5218-2012）

7.1.2 一般设计原则

(1) 风电场消防设计贯彻“预防为主，防消结合”原则，做到防患于未“燃”。严格按照规程规范的要求设计，采取“一防、二断、三灭、四排”的综合消防技术措施。

(2) 工程消防设计与总平面布置统筹考虑，保证消防车道、防火间距、安全出口等各项要求。

(3) 针对工程的具体情况，采用先进的防火技术，以保障安全，经济合理为宗旨。遏止火灾事故的发生，创造良好的消防环境。在工艺设计、材料选用、平面布置中均按照有关消防规定执行。

7.1.3 机电消防设计原则

风电场发电设备，送、变、配电设备以及一切用电设备和线路，在运行过程中或带电状态下，由于电气短路、负荷、接触不良、静电和雷电易引起火灾。根据风力发电机场自身的特点，机电消防根据不同的对象采取不同的防火技术措施，阻止电气火灾事故的发生。

主要的机电消防设计原则为：

- (1) 消防供电电源可靠，满足相应的消防负荷要求。

(2) 主变压器、电缆及其他电气设备的消防设置按《火力发电厂与升压站设计防火标准》GB50229、《电力设备典型消防规程》DL5027、《电力工程电缆设计规范》GB50217 进行设计。

(3) 主要疏散通道、楼梯间及安全出口等处按规定设置火灾事故照明灯及疏散方向标志灯。

(4) 设置完善的防雷设施及其相应的接地系统。

(5) 电缆电线的导线截面选择不宜过小，避免过负荷发热引起火灾；消防设备采用阻燃电缆。

(6) 升压站内重要场所均设有通信电话。

(7) 根据《高压配电装置设计技术规程》，电气设备布置全部满足电气及防火安全距离。

7.1.4 消防总体设计方案

本工程消防总体设计采用综合消防技术措施，从防火、监测、报警、控制、灭火、排烟、逃生等各方面入手，力争减少火灾发生的可能，一旦发生也能在短时间内予以扑灭，使火灾损失减少到最低程度。同时确保火灾时人员的安全疏散。

(1) 厂区消防通道

厂区设置消防通道。

(2) 防火间距

主要建筑物前设置宽度不小于 4m 的道路，必要时，设置环形消防道路，站区道路及环形道路转弯半径 ≥ 9 米，道路纵坡为 0，横坡 1%~2%，净空高度 ≥ 4.5 m，保证消防车辆的通行，消防人员通过消防通道可到达各建筑物。

厂区防火间距均已在前期规划

(3) 灭火设施

升压站按规范配置消火栓、消防砂池、手提式灭火器及推车灭火器等消防设备；风机机舱内、塔筒底部和箱变附近亦设置手提式磷酸铵盐干粉灭火器。

7.2 工程消防设计

本工程消防设计贯彻“预防为主，防消结合”的方针，立足自防自救。针对本工程的具体情况，积极采用先进的防火技术，做到保障安全，使用方便，经济合理。

7.2.1 建筑消防

本工程升压汇集站各建筑物的火灾危险等级及耐火等级参数如表 7.2-1 所示：

表7.2-1 升压汇集站内各建筑物的火灾危险等级

建筑名称	火灾危险性分类	耐火等级
候班楼	-	二级
门卫室	-	二级
35kV 配电装置楼	戊类	二级
配电楼	丁类	二级
330kV GIS 楼	丁类	二级
辅房	丁类	二级
废料暂存间	丙类	二级

7.2.2 主要场所及主要机电设备消防设计

(1) 建筑物消防设计

本工程最大一栋楼为候班楼，耐火等级为二级，根据《建筑防火通用》、《消防给水及消火栓系统技术规范》及《火力发电厂与变电站设计防火标准》的规定，本工程需设置室外消火栓，所有建筑物内均设置手提式灭火器，建筑物内重要房间设置火灾探测报警装置。

全站消防标准按同一时间火灾次数为一次设计，同时按使用消防设施最大的用水量考虑，采用独立的临时高压消防给水系统。

消防水量和水压均按能满足消防给水系统最不利点的用水要求设置。

全站消防按同一时间内火灾次数一次设计，具体消防用水量见下表：

消防对象	消防用水量L/S	火灾延续时间h	火灾延续时间内消防用水量 m ³	总消防水量 m ³
建筑室外消火栓	15	2	108	108
主变水喷雾	100	0.4	144	252
水喷雾室外消火栓	15	2	108	
储能区室外消火栓	20	3	216	216

(2) 消防给水及主要设施

经计算全站最大一处消防水量为 252m³，本工程在升压站设置一座有效容积为 280m³ 的消防水池，满足站区消防总用水量要求。消防水池拟采用打井取水，补给水引接管径为 DN100，水量不小于 5.9m³/h，满足消防水池 48h 补水时间的要求。

消防给水系统由 3 台消防泵、2 台稳压泵和 1 只气压罐组成的稳压设施、一座有效容积不少于 280m³ 的消防水池、一套独立的消防给水管网等消防设施组成。

消防给水系统由 3 台消防泵、2 台稳压泵和 1 只气压罐组成的稳压设施、一座有效容积为 280m³ 消防水池、一套独立的消防给水管网等消防设施组成。

（3）主变压器消防

本工程集控站内新建 300MV·A 的主变压器，主变油量 75 吨，根据《火力发电厂与变电站设计防火标准》（GB50229—2019）及《电力设备典型消防规程》（DL 5027-2015），主变压器需要设置水喷雾灭火系统，在主变压器附近设置 4 具推车式干粉灭火器和 1 个成品消防砂箱(1m³)，并配置一定数量的消防铲、消防斧及消防铅桶。

主变压器布置在室外，变压器底部设有贮油坑，贮油坑容积为主变压器油量的 20%设计。主变油坑铺设厚度不小于 250mm 的卵石，卵石直径宜为 50~80mm。贮油坑尺寸大于主变压器外廓线各 1m。坑底设有排油管，接入主变附近设置事故油池。

（4）电气消防

本升压站消防配电主要包括火灾自动报警系统、应急照明、消防水泵。本升压站的消防电源采用独立的双回路供电，两路电源能够实现自动切换。

1) 火灾自动报警系统：火灾报警系统电源引自动力配电箱，同时该系统自身配备一套 DC24V 的备用电源。

2) 事故照明：升压站设有站用正常照明和应急照明系统。正常时均由站用电 380/220V 系统供电，当交流失电时，事故照明由蓄电池经逆变器供电。在主要疏散通道、楼梯间、安全出口等处设置有双头应急灯及疏散方向标志灯。

3) 水泵：电源引自站用电配电母线 I、II 段(双路供电末端切换)。

4) 消防配电线路均暗敷于非燃烧结构内，或采用金属管保护，电缆均采用阻燃型电缆。

（5）消防监控系统

根据《火灾报警系统设计规范》规定，本站保护等级为二级，设一套火灾自动报警系统，系统由火灾报警探测器和主机组成，在配电装置室等重要部位设置感温、感烟探测器及感温线缆。当出现火灾时及时切除通风机、照明等电源，并且该系统可通过通信接口与综合自动化系统进行通信，实时上传火警信息。

升压站设置一套火灾自动报警系统，本系统为控制中心报警系统，升压站内设置总线型火灾报警主机（联动型），安装于主控室。

火灾自动报警系统设备包括火灾报警主机、探测器、控制模块、信号模块、手动报警按钮、声光报警器等。

火灾报警主机组屏安装在火灾报警主机及消防控制柜内，内置备用电池，主机正常工作电源由光伏电站 UPS 电源供电。火灾报警主机具有对火灾信息分析、处理、显示和储存以往发生的事件纪录、搜寻回路内各探测器、报警消音等功能。

火灾报警系统设置智能型消防专用电话主机，消防广播主机和消防控制图形显示装置。各手动报警按钮设置电话插孔，在消防水泵房，配电室等设置消防专用电话分机。

火灾报警系统应具备与消防系统联动功能。同时，火灾报警主机通过 RS485 口与升压站图像监控系统通信，实现火灾报警可视化以及火灾信号上传。火灾报警动作及故障信号接入计算机监控系统。

（6）储能消防系统

储能消防系统主要由两部分构成：火灾探测报警系统和七氟丙烷全淹没灭火系统。

1) 火灾探测报警系统

储能站内电池集装箱由厂家成套配置自动灭火系统，该探测报警系统能够极早期的超前探测到电池模块在热失控初期释放的信号。灭火系统设有火灾报警控制装置、储能电站用氢气、一氧化碳或感烟感温复合火灾探测装置、紧急启停按钮、放气指示灯、声光报警器、CAN 总线、穿线管等；当发生火警时控制器发生报警信号，输出信号传输给联动柜，灭火系统自动启动喷放灭火媒介；当有人值班时，也可确认火警，按下防护区外紧急启、停按钮，启动系统，喷放灭火媒介；手动紧急启动按钮可进入储瓶间内实现机械应急操作启动。

2) 全氟己酮全淹没灭火系统

电池集装箱内灭火介质选用全氟己酮。

在储能舱布置全氟己酮气体，当控制器接收到启动指令时，驱动装置输出启动命令，开启容器阀，灭火药剂经管路及喷头将灭火药剂喷出。反馈动作信息到火灾报警控制器。

此外，锂离子电池储能系统自动灭火装置设有手动启、停和远程控制功能，能够满足不同火灾情况的应对和处置。同时在储能舱舱体上部设置泄压窗，当防护区因灭火剂喷放压力升高到一定值时，通过泄压窗将部分空气和灭火剂及时向防护区外释放，以保证防护区围护结构的安全。

可燃气体探测器需要防爆型，要能实时监测舱内氢气（H₂）和一氧化碳（CO）等可燃气体浓度，能根据设定的气体浓度第一阈值和第二阈值进行分级响应输出，联动启动排风系统和停止排风系统。

每个储能舱内应至少设置一套防爆通风装置，并且与气体探测器联动。排风口至少上、下各 1 处，每分钟总排风量不小于 32 立方。防爆通风装置需考虑防风、防砂以及防雨，至少达 IP54 防护等级。

通风装置必须联动消防系统，消防系统二级火警时需要关闭所有通风系统。

气体灭火控制器/火灾报警控制器具有火灾探测报警和气体灭火控制双重功能，可配置火灾探测器、手动报警按钮、紧急启/停按钮、声光警报器、气体释放警报器、手自动转换开关以及输出模块。气体灭火控制器/火灾报警控制器需满足 GB 4717-2005《火灾报警控制器》、GB 16806-2006《消防联动控制器》中有关气体灭火控制器的要求，为室内使用设备。气体灭火控制器具有火灾探测及报警功能；能控制实现气体灭火设备的启动喷洒；该控制器收到启动控制信号后能启动现场的区域讯响器报警、自动显示延时且指示延时时间；并联动启动输出模块实现关闭门窗、防火阀和停止空调等功能；延时启动的延时时间在 0~30 秒可调；具有停动功能；具有手自动转换功能；自身带有备电，在主电缺失时可自动进入备电运行状态，能给备电充电并有备电保护功能；具有信息记录、查询功能，可保存最后的 999 条记录。

消防主机通过通信方式将消防信息上传至总控室消防火灾报警系统，并能响应来至消防火灾报警系统的联动控制。

气体释放警报器（以下简称警报器）是气体灭火系统的配套产品，通常安装在被保护场所的入口处。当气体喷洒后，气体灭火控制器（以下简称控制器）将启动警报器发出灯光指示，提醒人员注意并采取相应的措施。

警报器与控制器进行通信采用数字信号，工作稳定可靠，对电磁干扰有良好的抑制能力。

（7）移动式灭火器

建筑灭火器配置要求：站内建筑物灭火按国家标准《建筑灭火器配置设计规范》GB50140—2005 及《电力设备典型消防规程》DL 5027-2015 中的规定配置移动式化学灭火器（磷酸铵盐干粉灭火器及二氧化碳灭火器）。

（8）通风消防设计

1) 通风空调系统

本项目根据气象参数，采用空调热泵供暖即可满足各房间的供暖需求；在重要房间加设电暖器，冬季气温较低时开启。

候班楼、配电装置里、二次设备室、门卫室等设风冷分体空调；卫生间设排气扇机械通风换气。

配电室、二次设备室设平时通风装置兼火灾后通风，换气次数不少于 6 次/h。

危废间间采用门隙自然进风、墙上防腐防爆轴流风机机械排风。

2) 防排烟设计

火灾时，应切断所在防火分区内所有电暖器、通风机及空调的电源。

各建筑做自然通风，采用可开窗自然排烟。

（9）风机消防

风机消防设计按照中国建设工程协会标准《风力发电机组消防系统设计规程》（CECS 391:2014）由风机供应商负责完成。本工程风电场风机及箱式变压器消防：在每台风机机舱及塔筒底部各设置手提式磷酸铵盐干粉灭火器。另外，根据《风电场设计防火规范》，风电机组的机舱及机舱平台底板下部、塔架及竖向电缆桥架、塔架底部设备层、各类电气柜应设置火灾自动探测报警系统。风电机组的机舱及机舱平台底板下部、轮毂、塔架底部设备层、各类电气柜应配置自动灭火装置，机舱内的消防装置由风机厂家负责供货及安装。箱式变压器附近设置 2 具手提式磷酸铵盐干粉灭火器，在每台箱式变压器设置就地贮油池，贮油池容量能贮存箱变的全部油量。

7.2.3 施工消防

（1）工程施工场地规划

风电场内施工临建工程主要有综合加工厂、材料仓库、设备仓库、混凝土拌和站、临时生产、生活建筑等。

施工场地规划中，施工区域远离易燃易爆仓库，规划合理化，总体规划应使布局紧凑，既能保证建筑物、构筑物以及电器之间必要性的防火间距，又能节省用地。

（2）施工消防规划

1) 施工现场成立以工程经理为首的消防领导小组，设专职和兼职安全消防人员形成保证体系，对整个工地进行每周一次的安全消防大检查，教育现场工作人员认真执行各项消防安全管理措施，消除隐患。

2) 严格执行现场使用明火制度，电焊时要有专人看火，看火人员应携带水桶及石棉布，焊接前，应检查周围的环境，清理周围的易燃物。

3) 对易燃易爆材料、器材要严格管理，重点部位（仓库、油漆库、易燃物间等）按要求设置警告标志，存放在远离现场的专门仓库内。

4) 气压焊用的氧气钢瓶、乙炔钢瓶在作业过程中，必须间隔 5 米。两瓶与明火作业距离不小于 10 米。氧气钢瓶、乙炔钢瓶设置在专用的悬挑平台上。

5) 施工现场使用的安全网、密目式安全网、保温材料，必须符合消防安全规定，不得使用易燃、可燃材料。

6) 工程施工道路宽度不小于 4m，并有充足的回转场地，可作消防车道及紧急疏散通道。

7) 施工现场要保持消防通道畅通，地面设消防栓，消防栓要有明显标志，其周围不得堆放材料及工具。

8) 雨季要做好防雷电。

9) 机电设备必须专人使用，专人维修，并搭设防雨措施。

10) 全部电器必须安装漏电保护装置，禁止用电灯取暖或烘衣服。下班后，由电工切断施工现场的全部电源。

11) 生活区的用电要符合防火规定，用火要经保卫部门审批，食堂使用的燃料必须符合使用规定。

12) 临建区域内配备灭火器。并备有专供消防用的蓄水桶（池）、黄砂池等设施。临时木工房、油漆房和机具间分别配置种类相适应的灭火器。油库、危险品仓库应配备足够数量、种类合适的灭火器。消防设施周围不堆放物品，阻塞通道。

13) 施工现场设置的办公室、宿舍、厨房、厕所、浴室等临时设施采用混凝土硬底、砖砌墙体、轻钢屋架、压型钢板盖顶的临时房屋或活动板房、集装箱等型式的活动房屋。

（3）易燃易爆仓库消防

风电场现场施工中，易燃易爆仓库用于储存油漆、汽油、柴油等易燃易爆物品。在设计仓库时采取下列措施：

- 1) 仓库与施工现场临时住宅、构筑物以及电器的防火间距为 180m。
- 2) 本工程中易燃易爆仓库的建筑面积初步设计大于 100m²，故设计有 2 个安全出口，仓库的门向外开启。
- 3) 仓库内的电源装置、照明灯具采用相应的防暴、隔离或封闭的安全电气设备。开关、插座严禁设在仓库内。
- 4) 仓库具有良好的通风条件和隔热、降温、防潮、防汛、防雷。仓库的屋檐要加长，檐口高度为 3.5m。
- 5) 仓库采用高窗，窗的下部离地面为 2m。
- 6) 仓库应利用早晚气温比较凉爽的时候，打开门窗进行通风。夏季施工时避免打开库房门窗，以防室外大量热空气进行。

8 土建工程

8.1 设计安全标准

甘肃巨化新能源（玉门）有限公司玉门北山 1GW 风电场工程拟安装 144 台风力发电机组，其中单台容量为 6.25MW 的风机为 64 台，单台容量为 7.5MW 的风机为 80 台。所有机组均采用 125 米高度塔架。

根据《风电场工程等级划分及设计安全标准》（NB/T 10101-2018），工程规模为大型，风电机组地基基础设计等级为甲级。

表 8.1-1 建（构）筑物工程等级表

等级类别	风机基础	箱变基础	升压站内建筑物
建筑物级别	1 级	2 级	2 级
建筑物结构安全等级	一级	二级	二级
建筑物抗震设防类别	丙类	丙类	丙类
洪（潮）水标准	50 年	50 年	50

8.2 风电场总体布置

8.2.1 场址概况

拟建的风电场工程位于甘肃省酒泉市玉门市境内，距玉门市直线距离约 105km。酒泉市玉门市有连霍高速、国道 G312、省道 S301、省道 S215、省道 S238 通过，玉门市至场区有乡镇公路相连，对外交通较为便利。拟建场址绝大部分为丘陵地貌，仅局部区域为山前坡洪积扇戈壁滩地貌。戈壁滩场地地势变化较小，坡度一般约 3°~10°；丘陵山地地势变化相对较大，坡度一般约 10°~20°，仅局部超 20°。海拔高程 1420m~1640m。

场址西南距玉门市直线距离约 105km。风电场具体位置详见附图《风电场地理位置示意图》。

本风电场规划用地方案：风电场拟安装 144 台风力发电机组，其中单台容量为 6.25MW 的风机为 64 台，单台容量为 7.5MW 的风机为 80 台，拟新建 1 座 330kV 升压站。



图 8-1 风电场地理位置示意图

本工程位于甘肃省酒泉市玉门市，根据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)和《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010（2016版）)，工程所经区域地震基本烈度为6度，地震动峰值加速度为0.05g，场地特征周期为0.40s。拟建风电场场地不存在饱和砂土及软弱土层，故不考虑砂土液化和软土震陷等影响。

拟建场地内无防空洞、采空区、溶洞、土洞、泥石流、滑坡、崩塌、活动断裂等不良地质作用，无古河道、暗滨、古墓等对工程不利的埋藏物。

场址范围内亦未见旅游资源。

场址周围 20km 范围内无机场。

场址附近无相互影响的导航台和通讯电台。

拟建场址范围内目前未发现文物古迹、珍稀野生动植物保护区和军事设施等敏感目标。

8.2.2 风机布置

本工程新建 144 台风力发电机组，其中单台容量为 6.25MW 的风机为 64 台，单台容量为 7.5MW 的风机为 80 台，总装机容量 1000MW，风机机位均布置在丘陵山地上。

根据场址测风塔数据，风机的迎风面主要为 NNE 和 W。风机布置垂直于风能主导方向为行，平行于风能主导方向为列。风机工艺布置时，原则上按照同列之间距离（列距） $\geq 7D$ （D 为风轮直径，下同）；行与行之间距离（行距） $\geq 2.5D$ 的要求布置；

各列风机机位之间交错布置。在此基础上，结合场区的实际地形条件、场区道路的设置、风机的施工条件，对风机布置进行微观调整，在满足风机的施工、安装场地的要求和场区道路的连接的前提下，尽可能地充分利用现场既有道路，做到减少土石方工程量。风机基础及箱变基础用地考虑 612m²。由于风机机位均位于山地上，风机机位均不受洪水和内涝影响，各台风机机位设计高程则因地制宜按所处位置确定。所有机位的施工安装场地设计高程及巡视道路，因地制宜，尽量减少土石方等工程量，节省投资。

本工程风机与民房的距离均大于 500m。

8.2.3 330kV 升压变电站布置

根据系统规划，风电场考虑新建 1 座 330kV 升压站。每台风力发电机输出的电力经箱式变压器和集电线路汇入新建的 330kV 风电场升压站。

330kV 升压站拟选站址 1 位于风电场场区中部的戈壁滩地上；站址 2 位于风电场场区南部的山坡地上。2 个站址方案主要技术条件比较见下表 8.2-1：

表 8.2-1 站址方案主要技术条件比较表

序号	项目名称	拟选站址一	拟选站址二
1	用地类型	草地	草地
2	地形地貌	场地为戈壁滩地，自然高程 1545m~1550m。	场地为山坡地，自然高程 1567m~1573m，场地植被不发育。
3	交通条件	风电场区南侧有一条既有公路，距升压站址约 21km，通过风电场区新建道路连接至升压站，交通便利。	风电场区南侧有一条既有公路，距升压站址约 9km，通过风电场区新建道路连接至升压站，交通便利。
4	场地条件	站区场地为戈壁滩地，坡度平缓，具备建设 330kV 升压变电站的条件。	站区北侧为山体，站址相对平缓，具备建设 330kV 升压变电站的要求。
5	出线条件	站址四周空旷，利于站区 330kV 线路往西南方向出线。	站址南侧空旷，利于站区 330kV 线路往东南方向出线。
6	场区集电线路	站址位于场区中央地带，集电线路较站址 2 短。	站址位于场区南部地带，集电线路比站址 1 长。
7	平面布置	站区方位呈南偏西 38°，站区布置由东南向西北依次布置生活区、配电区、储能区，出线方向朝西南。站址四周开阔，便于 330kV 线路向西南送出。	站区方位呈南偏东 26°，站区布置由东北向西南依次布置生活区、配电区、储能区，出线方向朝东南。站址南侧开阔，便于 330kV 线路经东南侧转西南向送出。
8	土建工程量	站址 1 较站址 2 场地相对较平	站址 2 较站址 1 相对稍陡，站址

序号	项目名称	拟选站址一	拟选站址二
		缓，站址场地平整工程量较小。	场地平整工程量较大。
9	电气工程量	两个站址电气设备一致，工程量基本相当。	
10	施工及协作条件	站址四周场地空旷平缓，施工场地选择便利；站区内重大件运输可采用全程公路运输方式至站址。	站址东侧场地平缓，施工场地选择便利；站区内重大件运输可采用全程公路运输方式至站址。
11	环境影响	站址远离居民区，施工和运行期间对当地居民的生活无影响。	站址远离居民区，施工和运行期间对当地居民的生活无影响。
12	用地赔偿	站址范围内为草地，按照草地永久征地补偿。	站址范围内为草地，按照草地永久征地补偿。
13	其它	站址均无压矿、压文物；附近无自然保护区及风景名胜区；无规划的其他设施；无相互影响的军事设施、导航台和通讯电台。	

根据上述两个站址技术条件比较结果，建站条件都基本具备，仅如下几点有所不同：

- (1) 站址 1 场区集电线路相对于站址 2 短，而 330kV 送出线路相对站址 2 稍长些；
- (2) 站址 1 场地平整工程量较站址 2 较小；
- (3) 站址 1 离场区南侧既有公路的距离较站址 2 更远，但 2 个站址进站道路均通过风电场区新建道路连接，道路工程量基本相当，但后期运营站址 2 更靠近场外道路，相对便利些。

综上所述，站址 1 虽然后期运营需穿过半个风场才能到达升压站，但集电线路长度远小于站址 2，因此，本阶段拟推荐站址 1 为升压站站址，站址 2 为备选站址。

8.2.4 风电场道路布置

8.2.4.1 场外道路

拟建的风电场工程位于甘肃省酒泉市玉门市境内的戈壁滩平原和丘陵地，距玉门市直线距离约 105km。酒泉市玉门市有连霍高速、国道 G312、省道 S301、省道 S215、省道 S238 通过，玉门市至场区有乡镇公路相连。

8.2.4.2 场区道路

场内地势比较平坦，场内道路设计考虑永临结合，施工期间为满足施工及设备运输要求，运输方式拟采用平板车辆运输，运行期满足检修维护的需要，道路设计标准公路等级参考《公路路线设计规范》四级公路标准进行设计。风电场内施工道路设计

方案：场内施工道路通向各风机机位，并与各机位的吊装场地相连接。场内新建道路，路基宽为 5.5m，路面宽度为 4.5m，并在弯道处依据半径不同而加宽，道路设计采用二类加宽，路面结构采用 20cm 厚砂砾石面层。主干线最大坡度控制不大于 12%，道路线路最小曲线半径按 $\geq 35\text{m}$ 控制；最小竖曲线半径为 300m。场区新建道路路基路面排水根据现场排水需求，在必要位置设置土质边沟，横坡坡度漫流的方式排入到路侧边沟，就近排入周边现状排水沟、自然沟或地势低洼处。

道路工程量详见下表。

表 8.2-1 道路工程量表

工程或费用名称	单位	数量
风电场道路工程		
道路长度	km	215.308
土石方开挖（土石比 5:5）	万 m ³	330.48
土石方回填	万 m ³	234.48
砂砾石路面 200mm	h m ²	118.4194
1.0m 圆管涵	m	1500
过水混凝土路面	m ²	10000
道路及机位标识牌	个	300
土质排水边沟	m	200000
进站道路路面硬化	m ²	5000

8.2.5 风机安装场地布置

各台风机的施工场地根据现场风机机位所在位置和四周的环境因地制宜、就地设置，灵活确定。考虑设备、材料堆放和机舱、叶片的安装，每台风机的施工场地有条件时尽量控制在 3000m²（含风机机位场地平台占地及所辖范围内的拟建道路占地，不含边坡防护用地）。根据已建风电场施工、安装成功经验，考虑到施工、安装队伍专业技术较强时，困难地段安装场地还可根据实际情况酌情减小。在此范围内，施工、安装场地按临时租地考虑，需要多少租用多少，工程结束后，立即尽量复原退地。

8.2.6 临时弃土场布置

根据风电场范围所处位置的地形、风机布置及道路布置情况综合考虑，本项目土方均用于道路路基和路面，不单独另设临时弃土场，所有土石方在场内自行平衡消纳。

8.2.7 土石方工程

风电场工程总开挖总量为 330.48 m³，总回填总量为 234.48m³，余方用于道路

路基和路面填筑，考虑挖方松散系数和填方压实度后，所有土石方在场内自行平衡消纳。

8.2.8 场区总平面主要技术经济指标

拟建场区总平面主要技术经济指标，见表 8.2-3。

表 8.2-3 风电场总平面主要技术经济指标表

序号	项目	单位	数量	备注
1	风机基础及箱变	hm ²	8.8128	永久性征用地
2	升压站及进站道路	hm ²	3.6639	永久性征用地
3	储能站	hm ²	2.2577	永久性征用地
4	风机检修道路	hm ²	77.3788	长期租地
5	集电线路杆塔	hm ²	5.30	长期租地
6	集电线路电缆	hm ²	1.45	长期租地
7	风机安装场地	hm ²	43.2	临时性征用地
8	临时施工用地	hm ²	1.6	临时性征用地
9	道路临时用地	hm ²	58.0341	临时性征用地
10	合计	hm ²	201.6973	

8.3 风电机组及箱变基础

8.3.1 工程地质条件

本项目绝大部分风机位于丘陵地貌区。根据区域资料和附近工程资料分析，场地主要为印支期三叠纪花岗岩和二叠系、白垩系的碎屑岩，地层基本特征描述如下：

粉土：风积，灰黄色、灰白色，上部以松散-稍密为主，下部呈中密状态，具有垂直节理及大孔隙，遇水易崩解。厚度约 0.5~2m。

强风化花岗岩：灰黄、浅灰色，带黑色斑点，主要矿物成分为石英次生粘土矿物，多呈砂土状-碎块状，属极软岩~软岩，岩石基本质量等级为 V 级，厚度约 0.5~3m。

强风化碎屑岩：褐黄色，碎屑结构，薄层状、片状构造，岩体已强烈风化，由片岩、砂岩、砾岩、泥岩等多种岩石组成，主要成分为石英、长石。属极软岩~软岩，岩体破碎~极破碎，岩体基本质量等级 V 级。厚度约 2~6m。

中风化花岗岩：青灰色、灰白色，矿物成份主要为石英、长石、黑云母，呈块状，中粗粒花岗结构，属较硬岩，岩体较完整~较破碎，岩石基本质量等级为 III~IV 级。厚度大于 5m。

中风化碎屑岩：青灰色、灰褐色，碎屑结构，薄层状、片状构造，由片岩、砂岩、砾岩、泥岩等多种岩石组成，主要成分为石英、长石。属软岩~较软岩，岩体较破碎~破碎，岩体基本质量等级IV~V级。厚度大于5m。

山前坡洪积扇戈壁滩区仅布置少数风机，根据区域资料和附近工程资料分析，地层基本特征描述如下：

粉土：冲洪积，浅黄色、褐黄色，稍湿，稍密状。局部夹薄层粉质粘土或薄层粉砂，上部粘粒含量稍高。厚度约为0~1m。

圆砾：灰褐色，稍密~中密，稍湿，骨架颗粒成分以花岗岩、石英砂岩、闪长岩为主，磨圆度一般，多呈亚圆形，级配不良，最大粒径50mm左右，粒径大于2mm的颗粒质量占总质量50~70%，其中大于20mm约占5~15%，余为中粗砂、粘性土充填，骨架颗粒呈交错排列，疏密不均，孔隙填满，夹多层薄层厚度为20~40cm的砂土、粉土。局部地段粒径较大，相变为卵石。该层厚度一般15~20m。

圆砾：灰褐色，密实，稍湿，骨架颗粒成分以花岗岩、石英砂岩、闪长岩为主，矿物成分未风化，磨圆度一般，多呈亚圆形，级配良好，最大粒径50mm左右，粒径大于2mm的颗粒质量占总质量50~70%，其中大于20mm约占5~15%，余为中粗砂、粘性土充填，骨架颗粒呈交错排列，连续紧密接触，孔隙填满，夹多层薄层厚度为20~40cm的砂土、粉土。局部地段粒径较大，相变为卵石。该层厚度一般大于10m。

拟建项目位于甘肃西北部的极干旱气候区，依据区域水文地质资料及附近工程勘察成果，根据地下水赋存条件、水性质及水力特征，场地内地下水类型主要为第四系松散岩类孔隙水，该类地下水主要赋存于圆砾层中，主要接受附近山体融雪水和大气降水入渗补给，由西北向东南径流，以蒸发排泄为主。根据现场踏勘，并参考邻近工程资料，拟建项目场地地下水埋深一般大于20m，可不考虑地下水对基础的影响。

根据区域经验及邻近工程经验，拟建场地土对混凝土结构具微腐蚀性，对钢筋混凝土结构中钢筋具微腐蚀性，对钢结构具微~弱腐蚀性。建议按《工业建筑防腐蚀设计标准》（GB/T50046-2018）的有关规定采取防腐措施。

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）和《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010（2016版））有关规定，项目位于甘肃省酒泉市玉门市玉门镇，II类场地对应的地震动峰值加速度为0.05~0.10g，地震基本烈度为6度~7度，反应谱特征周期为0.40s~0.45s，设计地震分组为第二组及第三组。

依据区域经验，位于山前坡洪积扇戈壁滩区风机场地覆盖层平均等效剪切波速 v_{se} 一般在 250~500m/s，按《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）（2016 年版）判定，覆盖层厚度一般大于 5.0m，判定该场地类别为 II 类，场地地震动峰值加速度调整系数 $F_a=1.0$ ；位于丘陵区风机场地覆盖层平均等效剪切波速 v_{se} 一般在 500~800m/s，按《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）（2016 年版）判定，覆盖层厚度一般小于 5.0m，判定该场地类别为 I 类，场地地震动峰值加速度调整系数 $F_a=0.82$ 。

拟建风电场场地不存在饱和砂土及软弱土层，故不考虑砂土液化和软土震陷等影响。

根据《中国季节性冻土标准冻深线图》，场地土标准冻结深度为 120cm。由于场地地下水埋藏相对较深，地基土含水量较低，根据《冻土工程地质勘察规范》（GB50324-2014），地基土冻胀等级为 I 级，冻胀类别为不冻胀。

拟建各风机场地分布的圆砾层及各强、中风化岩物理力学性质较好，工程性能较好，具备天然地基浅基础条件，各岩土层均可作风机基础持力层，但应注意斜坡地段地基稳定性及岩土体分布的不均匀性。亦或采用泥浆护壁灌注桩基础，强、中风化岩均可作为桩端持力层。

位于丘陵地段的风机，上下侧多存在岩土边坡，需采取放、护坡措施。因中风化基岩面起伏变化及球状风化现象发育，在场地整平及基坑开挖过程中，可能遇孤石或中风化岩层，应采取小规模爆破方式施工，基坑施工还可能出现岩土混合地基现象，需采取基坑超挖后设置碎石砂褥垫层等方式处理。

8.3.2 风力发电机基础

6.25MW 的风机基础拟采用直径为 25m 的天然地基圆形钢筋混凝土扩展基础。混凝土强度等级为 C40，设计风机基础埋深 4.0m。基础下铺 200mm 厚 C20 聚合物混凝土垫层。钢筋采用 HRB400。基础底板外缘高度 0.6m，棱台高度 3.1m，台柱高度 0.5m，台柱半径 3.3m，基础顶面高出周围地面 0.2m。

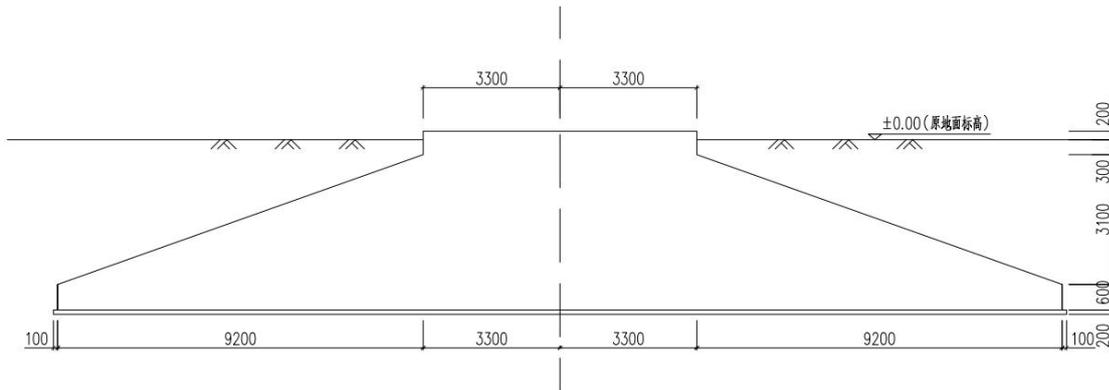


图 8.3-1 风机扩展基础外形及尺寸示意图

7.5MW 的风机基础拟采用直径为 25.8m 的天然地基圆形钢筋混凝土扩展基础。混凝土强度等级为 C40，设计风机基础埋深 4.0m。基础下铺 200mm 厚 C20 聚合物混凝土垫层。钢筋采用 HRB400。基础底板外缘高度 0.6m，棱台高度 3.2m，台柱高度 0.4m，台柱半径 3.4m，基础顶面高出周围地面 0.2m。

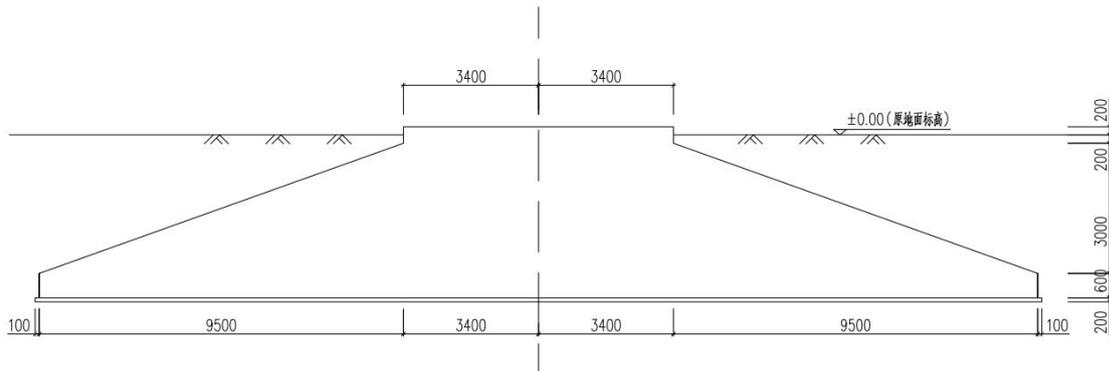


图 8.3-2 风机扩展基础外形及尺寸示意图

8.3.3 升压配电装置基础

每台风机基础边上设置一台箱式变压器，箱变放置于钢筋混凝土框架平台上，平台四周采用砖墙封闭，平台基础采用钢筋混凝土独立基础。每台箱变基础钢筋砼约 15m³。箱变基础底部设置集油坑。

8.4 升压变电站

8.4.1 升压站平面布置

升压站站分生活管理区、配电装置区、储能区三个部分。站区平面布置拟由东南向西北依次布置生活管理区、配电装置区及储能区。生活管理区主要布置有候班楼、汽车库、辅房等；配电装置区主要布置有主变、35kV 配电装置楼、主变及 330kV GIS 配电楼、SVG 等；储能区主要布置有电池舱、交流升压一体机预制舱等。生活管理区与配电装置区、储能区之间用围栅隔开，使生活管理区独立成区，方便管理，总体布局功能分区明确，平面及立面美观实用。

站区出入口布置在站区的东南侧，进站道路采用混凝土路面结构型式，进站道路宽 6m。站内道路采用混凝土路面结构型式，站内道路除主变运输道路宽度为 5.5m，其余站内道路路面宽度为 4.5m。除主变运输道路转弯半径为 12m 外，其余生活管理区、配电装置区及储能区主干道转弯半径均为 9m。

站区用围墙内用地面积约为 3.6639m²。升压站四周采用砌砖围墙围护，电动伸缩大门封闭，围墙高度 2.3m。

8.4.2 升压站竖向布置

根据《风力发电场设计规范》GB51096-2015，风力发电场变电站电压等级 $\geq 220\text{kV}$ 时，变电站防洪标准（重现期）为 100~50 年。根据《变电站布置设计技术规程》DL/T5056-2007，220kV 以上电压等级的变电站，站区场地设计标高应高于频率为 1%（重现期）的洪水位或历史最高内涝水位。故本工程 330kV 升压站防洪标准采用 100 年一遇洪水位或历史最高内涝水位进行设计。

根据拟建站址周边地形形势及水文资料分析，站址内地势中间高两边低，站内的汇水能顺利排出，考虑短时间降雨形成的坡面汇流，因此站址 100 年一遇的淹没深度为 0.4m。

8.4.3 建筑设计

设计理念

遵循新能源集约、高效管理要求，为了符合服务体系完善、功能布局合理。强调地块使用与管理的集约性，便于资源共享，促进相互交流，大量的开放性空间创造出“舒适、和谐、健康”的生产、生活环境。

本工程项目升压站建筑设计根据建筑的实际用途和用户的需求，进行精细化的空间规划确保每个区域都能最大限度地发挥其功能价值。在满足生产功能的前提下，通

过合理的动线设计、灵活的空间分割，为用户提供一个即舒适又高效的工作生活环境，尽量使建筑整体美观大方。

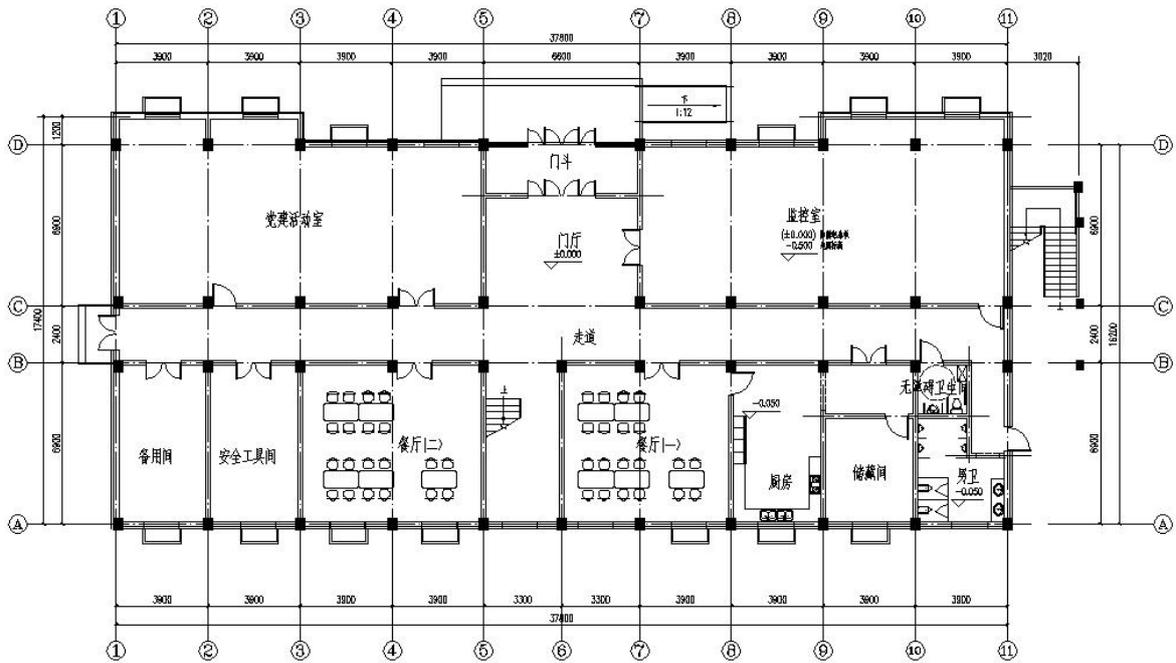
站内建筑物一览表，详见表 8.4.3-1。

(1) 站内建筑物一览表：

8.4-1 建筑物一览表

序号	建筑名称	建筑面积 (m ²)	高度 (m)	层数	火灾危险性 分类
1	候班楼	2000	12.0	3	-
2	门卫室	38	3.5	1	-
3	35kV 配电装置楼	1230	6.3	1	戊类
4	配电楼	260	4.3	1	丁类
5	330kV GIS 楼	950	6.3	1	丁类
6	辅房	420(不含消 防水池)	3.9	地上一层、 地下一层	丁类
7	废料暂存间	25	3.5	1	丙类

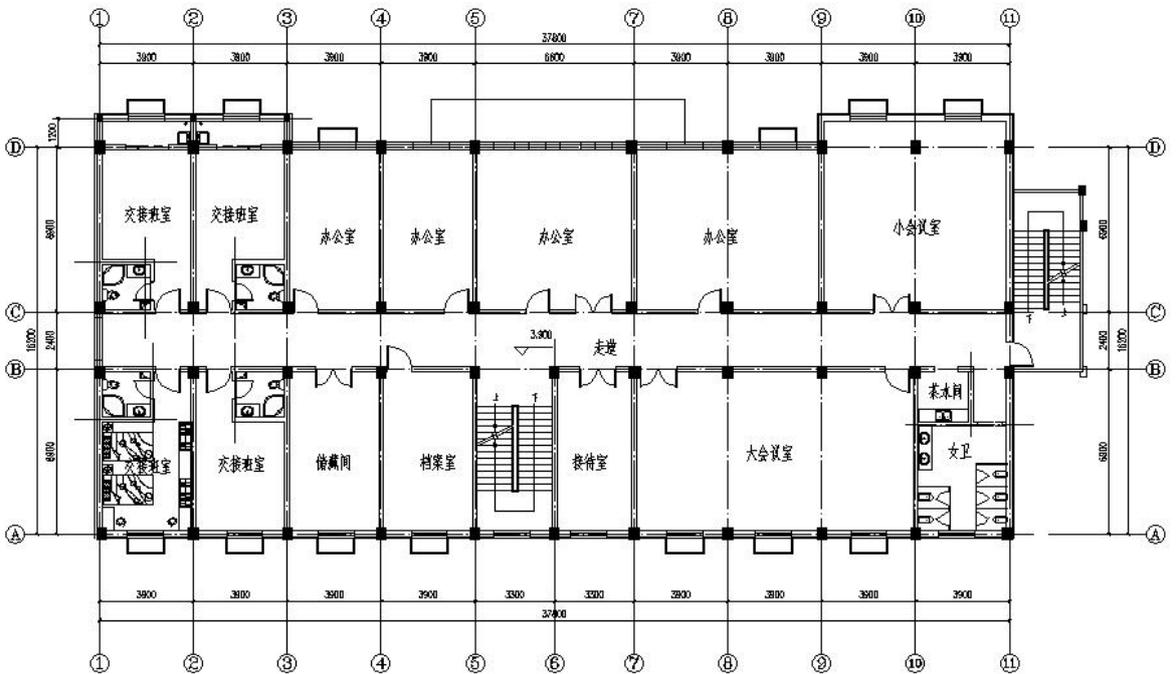
注：以上建筑高度不含女儿墙高度。



候班楼一层平面图 1:111

本层建筑占地面积673m²，层高3.911m，本栋总建筑面积2111m²
本栋建筑设计面积2111m²

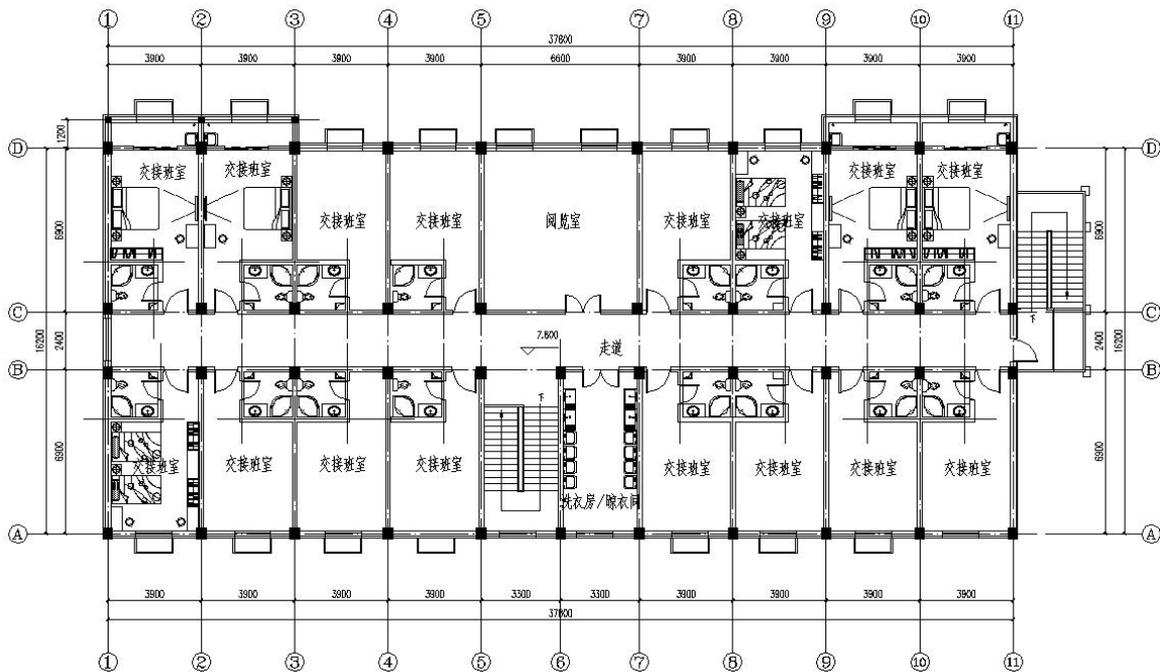
候班楼一层平面图



候班楼二层平面图 1:111

本层建筑面积667m²，层高3.9m。

候班楼二层平面图



候班楼三层平面图 1:100

本层建筑面积662m²，层高3.9m。

候班楼三层平面图

(2) 建筑平面功能布置：

候班楼为三层建筑。一层设门厅、党建活动室、监控室、安全工具间、厨房、餐厅及卫生间等房间，层高 3.9m；二层设交接班室、办公室、档案室、会议室及接待室等房间，层高 3.9m；三层设置交接班室、洗衣房及阅览室，层高 3.9m。候班楼建筑布局紧凑，功能分区合理，出口布置满足安全疏散要求。

门卫室为单层建筑，设置门卫室、休息室及卫生间，层高 3.2m。

35kV 配电装置楼为单层建筑，设置 35kV 配电装置室及低压配电间，层高 6.0m。

配电楼为单层建筑，设置二次设备室及蓄电池室（4 间），层高 4.0m。

330kV GIS 楼为单层建筑，设置 GIS 室、主变及 330kV 继电小室，层高 6.0m。

辅房为地上一层、地下一层建筑。地上一层设置备件库及备品库，层高 3.6m；地下一层设置生活水泵房及消防水泵房，层高 4.5m。

废料暂存间为单层建筑，层高 3.2m。

(3) 工程做法

墙体：采用断热节能复合砌块。

外墙饰面：采用丙烯酸涂料。

内墙面：厨房、餐厅及卫生间内墙面采用瓷砖贴面，蓄电池室内墙面采用耐酸砖，其余房间均采用无机涂料。

顶棚：门厅、走道、办公室、会议室、活动室、交接班室采用非石棉纤维增强硅酸钙板吊顶；监控室、二次设备室、厨房、餐厅、卫生间采用金属方板吊顶，其余房间均采用无机涂料。

楼地面：监控室、二次设备室采用抗静电架空活动地板；蓄电池室采用耐酸砖地面；生产性用房采用耐磨混凝土+耐磨漆；废料暂存间采用防油细石混凝土地面；卫生间采用防滑地砖地面；其余均为地砖地面。

门窗：各电气设备用房、监控室及废料间采用钢质防火门及卷帘门，其余门采用木门或铝合金门；外窗采用中空玻璃铝合金窗。

各建筑屋面防水等级均为一级，防水层采用防水卷材+防水涂料；保温隔热层采用挤塑板，屋面保温层厚度经节能计算确定。

（4）主要技术措施

采光：各房间均以自然采光为主，人工采光为辅。

通风：各房间均可自然通风。

防噪音：建筑外窗采用双层中空玻璃，有效降低噪声。

8.4.4 结构设计

（1）主要设计条件

根据《建筑结构荷载规范》等规范，结合本工程相关资料实际情况：

1) 设计荷载：基本风压、雪压根据现场实际情况判别。

2) 地震信息：地震基本烈度为 6 度，地震动峰值加速度为 0.05g。设计地震分组第二组。

3) 建筑场地类别：根据现场实际情况判别。

（2）主要建筑材料

钢材：Q235B、Q355B、20 号无缝钢管

钢筋：HPB300、HRB400 级

螺栓：普通螺栓

焊条：E43XX 型（用于 Q235B 或 HPB300 钢）E50XX 型（用于 Q355 或 HRB400

钢)

混凝土：现浇结构：C25、C30、C35

基础垫层：C20

水泥：42.5 普通硅酸盐水泥

砌块：≥MU10 加气混凝土砌块、混凝土实心砖、蒸压灰砂砖，≥MU30 块石

砂浆：≥M7.5、M10 砂浆

(3) 设计原则

本工程建、构筑物安全等级：主控通信楼安全等级为一级，结构重要性系数为 1.1，其他建、构筑物安全等级为二级，结构重要性系数为 1.0，设计基准期 50 年。结构设计使用年限为 50 年。

根据《建筑工程抗震设防分类标准》（GB50223-2008）、《建筑与市政工程抗震通用规范》GB55002-2021、《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）（2016 年版）及《变电站建筑设计技术规程》（DL/T5457-2012），本工程建构筑物抗震措施设防烈度调整表如下：

建构筑物	地震基本烈度	调整后烈度
候班楼	6	7
330kV GIS 楼	6	7
35kV 配电装置楼	6	7
二次设备楼	6	7
门卫室	6	6
废料暂存间	6	6
汽车库	6	6
辅房	6	6

8.4.5 给排水

(1) 给水系统

1) 水源

本工程采用打井取水作为本工程生活用水及消防用水水源。

2) 生活给水系统

升压站用水主要为生活用水，在生活水箱间内设置一座 4m³ 不锈钢水箱，调节全站的生活用水。水箱的水源引接自室外给水干管，水箱通过增压泵对全站进行供

水，其给水流程如下：

打井取水→4m³生活水箱→站区生活用水

3) 绿化水系统

站区设独立的绿化水管网，站内生活污水经化粪池、一体化污水处理设备处理后储存在清水池内用作站区绿化，在绿化区域设置快速给水栓。

(2) 排水系统

1) 生活污水系统

站区建筑物室内生活污水经收集后，排至室外污水管网，经化粪池和一体化埋地式污水处理装置处理后收集至清水池内，用作站区绿化。并对化粪池及污水处理装置定期清理。站区生活污、废水均不直接外排。

2) 雨水系统

站区场地雨水按有组织排水原则设计，场地雨水经雨水口收集后排入站区雨水排水管道；建筑物屋面雨水经雨落管收集后，就近接入室外雨水排水系统；场地和道路的排水采用雨水口及雨水检查井汇流后接入站区雨水排水系统，最终排至站外。

3) 事故排油系统

本工程单台主变压器最大容量为 360MVA，单台最大油量约为 75 吨。事故油池的容量根据相关规程、规范考虑拟设置一座有效容积为 90m³ 的事故油池。主变压器事故状态下需排油时，经下部的储油坑排至事故油池中储存，事故油池中的油由专用车辆运至指定地点，另做他用。

8.4.6 暖通

8.4.6.1 设计范围

本项目站区内建构物为候班楼、35kV 配电装置楼、二次设备楼、330kV GIS 楼、门卫室、辅房、汽车库和废料暂存间；本设计为站区各建筑的暖通空调设计。

8.4.6.2 设计参数

(1) 室外气象参数

本工程位于甘肃省玉门市，根据《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》（GB 50019-2015），参考甘肃酒泉地区的室外气象参数如下：

冬季采暖室外计算温度：-14.5℃；

冬季通风室外计算温度：-9.0℃；

夏季通风室外计算温度：26.3℃；

夏季空调室外计算干球温度：30.5℃；

夏季空调室外计算湿球温度：19.6℃；

夏季通风室外计算相对湿度：39.0%；

年平均温度：7.5℃；

日平均温度 $\leq+5^{\circ}\text{C}$ 的天数：157 天。

(2) 室内设计参数

表 2.5.5-1 室内设计参数

建筑物名称	夏季		冬季		备注
	温度 $^{\circ}\text{C}$	相对湿度%	温度 $^{\circ}\text{C}$	相对湿度%	
监控室	18~25	45%~75%	18~25	45%~75%	温度变化率每小时不应超过 $\pm 5^{\circ}\text{C}$ ，任何情况下无凝露
二次设备室	5~30	45%~75%	5~30	45%~75%	温度变化率每小时不应超过 $\pm 5^{\circ}\text{C}$ ，任何情况下无凝露
蓄电池室	≤ 30	—	≥ 15	—	
低压室	≤ 35	—	≥ 5	—	
GIS 室	≤ 40	—	—	—	
35kV 配电装置室	≤ 30	—	≥ 5	—	温度变化率每小时不应超过 $\pm 5^{\circ}\text{C}$ ，任何情况下无凝露
办公室、会议室、交接班室、餐厅、档案室、活动室等	26~28	—	18	—	
消防水泵房、生活水泵房、备品备件库、汽车库等	—	—	≥ 5	—	

注：有人区域新风量不小于 $30\text{m}^3/\text{h}\cdot\text{p}$ 。

8.4.6.3 供暖系统

本项目位于严寒地区，由于远离集中供热、无法利用其它方式提供热源，故选用电暖器供暖；对人员经常活动的区域，采用对流式电暖器供暖；对设备用房间，采用中温辐射式电暖器供暖，蓄电池室电暖器应为防爆型。

8.4.6.4 通风空调系统

根据气象条件，办公室、会议室、交接班室、餐厅、档案室等房间采用自然通风即可满足夏季室内温度要求，无需另设空调降温。

监控室、二次设备室设平时通风装置兼火灾后通风，换气次数不少于 6 次/时；各

房间均设风冷分体空调，当夏季通风无法满足室内温度要求时开启；各房间均设柜式湿膜加湿器，当室内湿度无法满足要求时开启。

35kV 配电装置室、低压室设火灾后通风系统兼做平时通风系统，采用屋顶轴流风机机械排风，通风换气次数不少于 12 次/时，通风机兼作平时通风用。

蓄电池室设有免维护蓄电池组（阀控密封式蓄电池），应设事故通风系统，事故通风换气次数不少于 12 次/时，平时通风换气次数不少于 3 次/时，事故排风机兼作平时通风用。设墙上防爆轴流风机排风，风机应与氢气泄漏检测装置连锁控制开启，风机电源开关应设置在室外门口便于操作处。

GIS 室因室内设有 SF₆ 电气设备，设置正常通风系统和事故通风系统。采用屋顶轴流风机接室内竖向风管机械通风，风管距地≤300mm；通过风口调整通风量，以满足正常运行时通风换气次数不少于 4 次/时，事故通风时通风换气次数不小于 6 次/时。风机应与 SF₆ 气体泄漏检测装置连锁控制开启，风机电源开关应设置在室外门口便于操作处。

消防水泵房、生活水泵房采用防雨百叶自然进风、墙上轴流风机机械排风，换气次数不少于 6 次/时。

废料暂存间采用墙上防爆轴流风机机械排风，换气次数不少于 12 次/时。

厨房灶具局部排风系统采用防爆防腐风机并由专业厂家设计安装，风机前应设油烟净化器，油烟排放浓度不得超过 2.0mg/m³，最低去除效率 60%，并满足《饮食业油烟排放标准》GB18483-2001 中 4.2 的要求。

卫生间设排气扇机械通风，换气次数不少于 10 次/时。

考虑冬季防寒要求，工艺房间的进风百叶均设电动风阀。

8.4.6.5 防排烟

火灾时，应切断各防火分区内所有暖通空调设备的电源。

各建筑做自然通风，采用可开窗自然排烟。

8.4.6.6 节能设计

暖通设备采用高效节能产品，空调能效等级不低于二级，风机能效等级不低于二级，电暖器应具备室温自动调控功能。空调冷媒应采用环保制冷剂。

9 施工组织设计

9.1 施工条件

9.1.1 场址自然条件

参见第 2 章和第 3 章。

9.1.2 工程条件

拟建的风电场工程位于甘肃省酒泉市玉门市境内的戈壁滩平原和丘陵地，距玉门市直线距离约 105km。酒泉市玉门市有连霍高速、国道 G312、省道 S301、省道 S215、省道 S238 通过，玉门市至场区有乡镇公路相连，对外交通较为便利。拟建场址为戈壁滩平原和丘陵山地地貌，戈壁滩场地地势变化较小，坡度一般约 $3^{\circ} \sim 10^{\circ}$ ；丘陵山地地势变化相对较大，坡度一般约 $10^{\circ} \sim 20^{\circ}$ ，仅局部超 20° 。海拔高程 1420m~1640m。

场址西南距玉门市直线距离约 105km。风电场具体位置详见附图《风电场地理位置示意图》。

本风电场规划用地方案：风电场拟安装 144 台风力发电机组，其中单台容量为 6.25MW 的风机为 64 台，单台容量为 7.5MW 的风机为 80 台。总装机容量为 1000MW，拟新建 1 座 330kV 升压站。根据《风电场工程等级划分及设计安全标准》（NB/T10101-2018），工程规模等级为大型，机组塔架地基基础设计级别为甲级。

9.1.3 对外交通运输条件

拟建的风电场工程位于甘肃省酒泉市玉门市境内的戈壁滩平原和丘陵地，距玉门市直线距离约 89km。酒泉市玉门市有连霍高速、国道 G312、省道 S301、省道 S215、省道 S238 通过，玉门市至场区有乡镇公路相连。

9.1.4 水、电供应条件、通讯条件和建筑材料

（1）施工供水

施工临时用水主要包括生产用水、生活用水。生产用水包括现场施工用水、施工机械用水。生活用水包括施工现场生活用水和生活区生活用水。混凝土养护方式暂时考虑采用节水保湿养护膜进行养护，风机基础混凝土养护可采用水车拉水。

本工程高峰日用水量约 $220\text{m}^3/\text{d}$ ，其中生产用水 $200\text{m}^3/\text{d}$ ，生活用水量 $20\text{m}^3/\text{d}$ 。生产用水包括施工期土建用水量约 $180\text{m}^3/\text{d}$ ，施工机械用水量 $5\text{m}^3/\text{d}$ ，场内环境保护用水量 $8\text{m}^3/\text{d}$ ，浇洒道路用水量 $7\text{m}^3/\text{d}$ ，本厂区生活和生产用水采用水车运水。

为保证施工期间的用水量，可选择在施工现场设 30m³ 蓄水池数座。

（2）施工用电

施工用电主要包括施工设施用电及临时生活区用电两部分，用电最大负荷约为 150kW。本工程从附近的 10kV 输电线路“T”接一条 10kV 的架空线路进入施工现场，作为本风电场工程的施工、生产及生活用电电源。为适应风电机组布置比较广的特点，风机基础施工还应考虑配备 10 台 50kW 移动式柴油发电机发电。

（3）建筑材料

风电场建设所在地区交通便利，各种建筑材料生产量及储量相对充足，可就近采购。所需的建筑材料，如碎石、钢材、水泥、木材、油料等均可在周边玉门市就近采购，比较方便。本工程考虑在场区自建混凝土搅拌站，土建工程混凝土采用自拌混凝土。

9.1.5 风电场施工特点

（1）部分机位施工场地属于山区丘陵，风机机位坐落在山地上，基础施工、风机安装有较大施工难度。

（2）施工地点多且分散，需频繁移动施工机具特别是大型吊装设备。

（3）吊装高度在 125m 以上高空，风速大。且在最高点安装直径为 220m 的风机叶片，吊装存在一定难度。

9.2 施工总布置

9.2.1 布置原则

根据本工程特点，在施工布置中考虑以下原则：

（1）综合进度安排按先土建、后安装、再调试的顺序进行考虑，处理好施工准备与开工、土建与安装等方面的关系。布置遵循因地制宜、施工运输方便、易于管理、安全可靠、经济适用；

（2）充分考虑风力发电机组布置分散的特点；

（3）根据工程所在场地现状、地被特点等情况进行施工布置，工程施工期间应避免对周边环境的污染，施工布置必须符合环保要求；

（4）根据工程区地形地貌条件，施工布置力求紧凑、统筹规划。

9.2.2 施工总布置方案

施工总布置应综合考虑工程规模、施工方案及工期、造价等因素，按照因地制

宜、因时制宜、有利生产、方便生活、易于管理、安全可靠、节约用地的原则，在满足环保与水保要求的条件下布置生产生活区、施工仓库、供电供水、堆场等。

依据风电场建设特点、该地区的自然条件，以及安全、合理、经济原则，对风电场工程之中的主要工程的施工进度作出控制性的安排，为工程施工方案拟定基本方向。

（1）施工准备工作

首先对施工场地进行“四通一平”、建造生产和生活临时建筑，为全面施工做准备。

（2）配套工程的施工

本工程初拟建设期为 12 个月，为尽早取得投资效益，机组安装拟采用分批逐台进行，调试完成后即投入运行。

根据风力发电机的这种特点，配套工程的施工应有序进行，以满足每安装完一批风力发电机，就要保证能并网发电。

（3）电力电缆敷设在风电机组安装投产前完成

根据风电场的电气设计成果，每组电力电缆应在相应的机组安装之前完成敷设，以确保机组安装完毕后能投产运行。

（4）其他工程的施工

在保证上述施工组织原则下，其他工程如场内施工道路、仓库、临时辅助建筑、风电机组基础等工程的施工可以同步进行，平行建设。其分部分项可以流水作业，以加快进度，保证工期。

（5）风电机组进场与吊装时间的确定

风电机组的制作供货周期大约需半年的时间，根据合理建设程序，应分期分批供货。吊装设备的准备工作应在首批设备到货前完成。塔筒制作加工大约需 4 个~6 个月的时间，可以陆续供货。

9.2.3 施工管理及生活区

根据施工总进度安排，本工程施工期的平均人数为 480 人，高峰人数为 960 人。施工临时生活办公区布置在升压站附近，该处场地交通便利。经计算，施工临时办公生活区占地面积约 4800m²，建筑面积约 2400m²。

9.2.4 施工工厂、仓库布置

根据风电场场址附近的地势条件，初步考虑按集中与分散相结合的原则，把施工

工厂和仓库等设施 and 建筑布置在升压站或场区附近，场区内主要布置辅助加工厂、材料设备仓库、临时房屋等。

9.2.5 施工临时设施用地

本工程临时设施建筑面积约 3000m²，占地面积约 15000m²。各施工临时设施建筑、占地面积详见表 9.2-1。

表9.2-1 施工临时设施建筑、占地面积一览表

单位 m²

序号	项目名称	建筑面积(m ²)	占地面积(m ²)	备注
1	砂石料堆场		2400	
2	综合加工厂	300	1800	
3	综合仓库	300	1200	
4	机械停放场		800	
5	混凝土搅拌站		4000	
6	临时生活区	1000	2800	
7	临时办公区	1400	2000	
8	合计	3000	15000	

9.3 施工交通运输

9.3.1 设备运输参数

本工程新建单机容量为 6.25MW 和 7.5MW 的风力发电机组，其最重设备是塔架（含塔架及内附件），总重约 384t，可分段；其次为风力发电机机舱，重约 147t（含发电机），均属常规运输。最长件是风机叶片，长 108m，属超长运输。机舱、叶片、主变、塔架均为国内供货。

由于部分风机机位处于丘陵地貌，若按常规风机运输的方法，道路修建难度大，因此风机叶片及塔筒这种超长运输的装备需要使用特种运输车辆。

由于特种车辆为改装车辆，运输速度慢，不允许高速运输，因此其不适合长途运输，故风电场在运输过程中需要设置转运堆场；大部分机位叶片及塔筒出厂直接使用平板车运输至机位，部分处于丘陵的机位需要先运输至转运堆场，转运堆场至风机机位使用特种车辆运输。特种车辆台班费较贵，一般待转运堆场的叶片及塔筒达到一定数量时才进行运输，转运堆场需要配置两台 100t 的吊车（汽车吊）对叶片及塔筒进行转运；风机组装主吊及辅吊一般待运输到机位的风机机组达到一定数量时进行流水作业，这样可以大大减少风机吊装的台班费用，因此特种车辆到达风机安装平台时还需配置两台 100t 的吊车（汽车吊）对叶片及塔筒进行转运，将叶片及塔筒有序堆置在风

机安装平台。

运输参数如下：

（1）机舱运输

机舱重量：147t

运输车辆：250t 平板车

车板尺寸：3.00 m×16.00m

（2）轮毂运输

轮毂重量：55t

运输车辆：100t 平板车

车板尺寸：3.00 m×15.00m

（3）叶片运输

叶片重量：31t（单片）

运输长度：108m

普通运输：叶片出厂至转运堆场的道路为高速公路及国省道，基本满足平板车运输的要求，平板车辆参数如下：

运输车辆：40t 平板车（改装）

车板尺寸：3.0m×34.0m

叶片运输属于超长件运输，特种车辆可以在遇到障碍及弯道时对叶片进行抬举转向。具体使用何种特种车辆以现场实施运输的大件运输单位提供的设备为主，卡车技术参数能满足叶片超长大件运输的要求，并且在国内有很多成功的山地风电场叶片运输案例。叶片运输的特种车辆运输如图 9.3-1：



图 9.3-1 特种运输车辆运输叶片实景

（4）塔架运输

塔架重量：384t

运输长度：125m，自下而上分五段运输。

锚栓的运输数据：20。

运输车辆：25t 平板车。

车板尺寸：3.00m×30.00m

9.3.2 施工道路

风电场场区道路作为施工道路使用，场区道路的规划布置、标准和工程量见 8.2 章节。

本工程风机叶片的长度约 108m，但由于目前重大件运输车辆的改进，施工运输道路的曲线半径不再受风机叶片的长度的限制，而是取决于风机塔筒运输车辆的尺寸，所以本工程风电场施工道路 35m 的曲线半径已经能满足设备运输要求的。本工程场区新建道路设计总长度约 215.308km。

9.4 工程征用地

9.4.1 工程用地政策

依据国家及地方有关土地征用政策，风电场征地需充分考虑周边的环境，工程建设用地应本着节约和集约利用土地的原则，尽量使用未利用土地。根据中华人民共和国住房和城乡建设部、中华人民共和国国土资源部和国家电力监管委员会联合颁发的《电力工程工程建设用地指标(风电场)》，本风电场用地按如下原则考虑：

风电场用地包括永久性用地和临时性用地。永久性用地包括风电机组基础用地。

临时性用地包括风电机组安装场地、道路用地、直埋电缆用地、施工临时设施用地等所需临时用地。

9.4.2 工程征用地方案

永久性用地计算如下：

本风电场工程总用地面积 201.6973hm²，其中永久性用地面积 14.7344hm²，临时性用地面积 102.8341hm²，长期租地面积 84.1288hm²。

（1）永久性用地计算如下：

风机机位永久用地考虑单个箱变用地及风机基础用地 612m²，总用地 8.8128hm²；
升压站及升压站进站道路永久用地 3.6639hm²。

储能站用地 2.2577hm²。

（2）临时性用地计算如下：

1.施工安装场地 144 个，用地面积共计 43.2hm²；

2.场区临时道路用地为 58.0341hm²；

3.施工临时设施用地 1.6hm²。

（3）长期租地计算如下

风机检修道路 77.3788hm²。

集电线路杆塔用地 5.30hm²。

集电线路电缆用地 1.45hm²。

本工程风机机位、箱式变压器的用地为永久征地，场区检修道路及进场道路用地采用租用方式，20 年费用一次性付清，其余用地则为临时租用。目前周边不存在村庄和居民点，不涉及到共建，未来如果有其他项目或者居民落地，可采用协商方式，采用共用方式，这样既节约了宝贵的土地资源、避免了重复投资建设，又减少了对当地资源的浪费及对环境造成的影响。

9.5 主体工程施工

9.5.1 风电机组基础施工

本风电场安装 144 台风机，风机基础根据风机制造厂提供的设计参数和本场区地质条件，风电机组基础拟采用扩展基础，混凝土强度等级为 C40。

风机基础混凝土采用薄层连续浇筑形式，层厚 300mm~500mm。混凝土采用混凝土运输车运至浇筑点，泵送混凝土入仓，人工振捣浇筑。风机基础混凝土施工工艺流程如下：浇筑仓面准备(基础环安装、绑钢筋、立模)→质检及仓面验收→混凝土运输车运输→泵送混凝土入仓→平仓振捣→洒水养护→拆模→质量检查→修补缺陷。

风电机组基础施工时必须做好施工排水工作，暂考虑采用水泵抽水排水方案，将基坑里面的积水通过水泵排至附近地势低洼地区，顺着地表地势流入湖内。浇筑混凝土后，进行基坑的回填。回填土要求分层夯实，分层厚度 20cm~30cm，密实度达到 0.95 以上。

考虑到风场的景观效果，在回填土后应恢复植被，营造和谐的风场环境。

9.5.2 风机机组安装

本风电场共装有 144 台风电机组，最长件为风机叶片，长度约 108m，最重的部件为风机机舱，重 147t（含发电机、齿轮箱重量）。

由于不同风机安装方法不完全相同，所以应在厂家专门技术人员的指导下进行风电机组安装。本风电场因风机轮毂高，需采用吊装高度大于 160 米的起重机。初拟本期工程风力发电机需要四台 1200t 履带起重机和四台 200t 汽车式起重机共同完成风机的吊装。

(1) 本工程的大件运输委托大件运输公司，对设备进行运输。

(2) 塔筒(塔架)吊装（钢塔）：

为合理安排吊装大件，缩短工期，将每台风电机组的四段塔身(钢结构塔筒)分四批吊装，使用一台 1200t 履带起重机与一台 200t 汽车式起重机配合。

第一节塔筒吊装：用一台 200t 汽车起重机吊住塔筒的底法兰处，另一台 1200t 履带式起重机吊住塔筒的上法兰处，两个起重机水平吊起塔节直至地面上 1.5m 后，1200t 起重机继续起钩，同时 200t 汽车起重机配合降钩，当塔筒起吊到垂直位置后，解除 200t 起重机的吊钩，此时 1200t 起重机旋转吊臂至风机基础。

然后用 1200t 起重机将塔筒就位到基础预埋环上进行塔筒对口、调平、测量塔筒的垂直度，再用力矩扳手将基础的每一个螺母紧到力矩值，经检查无误后，松掉 1200t 起重机的吊钩，移走起重机。

第二、三、四、五节塔筒的吊装：起吊方式和第一节塔筒吊装时相同，但是在第二节、第三节塔筒的吊装时，一些装配人员必须分别在第一节、第二节塔筒的上部平台工作。吊起第二节、第三节塔筒至第一节塔筒上方，将悬挂塔节的下法兰与第一节、第二节塔筒大体对齐。在两个塔节间留下几厘米间隙，然后旋转悬挂塔节直至两个塔节对位(塔梯必须形成直线)并至少需在 120°位置三个方位放上螺栓以确定正确的位置。

放下第二节塔筒直至两个法兰接触在一起(完全合上塔筒间隙)，并将两段塔梯连在一起，用冲击扳手拧紧螺母。从塔筒上取下主起吊工具，移走起重机。

(3) 机舱的吊装：

机舱在安装过程中要严格按照设计图纸和安装说明书和要求及安装规程进行，对每一条连接螺栓都要进行严格的检查；吊装过程中不能碰伤和损坏设备，并按照

操作规程的要求对安装人员及设备加以保护。

发电机组设备采用 1200t 履带式起重机进行吊装。用专用吊具及索具将机舱上部四个吊点与吊钩连接，调整好机舱水平后进行试吊，在吊离地面 0.1m 时，检查各连接点的可靠程度及发电机组是否水平，在确信绝对保证安全的前提下正式起吊。起吊机舱时，在机舱固定两根绳子(一根在低速轴，另一根在发电机吊耳)用来定位和引导。

将机舱吊至第三节塔筒以上至少 1m，然后降低机舱直至偏航轴承离塔筒法兰 40mm~50mm 并用一根支杆将偏航轴承导向塔筒法兰，在偏航轴承 90°位置手工拧上四个螺栓进行定位(螺栓涂上油脂以利于安装)。

缓慢地将设备与塔筒顶部的螺栓孔对齐后就位，手工将所有双头螺栓全部旋入凸台(螺栓涂上油脂以利于安装)。不要将机舱搁置在塔筒上。并按要求将螺母紧固到设计力矩，从塔节上取下主起吊工具，移走起重机。

(4) 叶片及轮毂的吊装：

根据设备的安装要求，叶片要在地面组装在轮毂上。用枕木将轮毂和叶片垫起呈水平状态(为了保持稳定，在框架下放上一块钢板)。

用起重机将叶片移向轮毂位置，调整角度按安装要求对接紧固。叶片和轮毂安装完毕后，将风轮的吊装工具固定在叶片上。将工具

固定在吊装风轮的起重机上并拉紧吊绳。

在固定工具的风叶终端，系上带有至少 150m 导向的口袋的吊索。这些吊索在吊装过程中作导向和稳定作用。

将支撑起重机的支撑吊索固定在第三个风叶的终端。

将风轮吊装起距支撑以上至少 50cm 并从支撑台移开，然后固定轮毂的帽子。

用主起重机继续吊装，用三根绳索系住三根叶片，以便在起吊时控制叶片的移动方向。向下垂的一根叶片由 200t 汽车起重机起吊。其它两个叶片用 1200t 履带起重机吊起，当风轮水平起吊离开地面后，由履带起重机与汽车起重机配合将风轮扳立起至叶片垂直地面，此时摘除汽车起重机的吊具，用 1200t 履带起重机独立完成叶轮的吊装。吊装的同时用牵引绳控制叶片不要摆动。

(5) 当安装完成后，校验塔筒的垂直度，经核实无误后，将塔筒与基础连接的所有预埋环复紧一次，然后进行基础二次混凝土浇灌。

(6) 吊装安全措施:

1) 吊装施工时间要尽量安排在风速不大的季节进行。吊装塔身下段、中段时风速不得大于 12m/s。吊装塔身上段、机舱时风速不得大于 8m/s。吊装轮毂和叶片时风速不得大于 6m/s。

2) 有风沙、能见度低于 100m 时不得进行吊装。

3) 塔身上段与机舱要连续安装，当天完成，避免夜间停工期间刮起大风造成设备损坏。

4) 施工人员必须具有相关施工的资格操作证书并严格遵守电力工程施工安全规程要求。

(7) 风力发电机安装，每台风电机组塔身 5 节、机舱及轮毂各一件、叶片三片。

(8) 主要施工控制方法:

1) 塔架找正：在吊装之前用经纬仪将控制轴线测放至混凝土基础表面，用水平仪精测支承面的平整度并进行找平。根据测放轴线及找平后的支承面安装。

2) 构件组合：构件组合在组合车间进行。在组合场地由主要行车负责组装，组合每次必须安装牢固，并进行调平后安放组合构件。被组合构件连接节点在装上临时螺栓后检查接点间隙和各部位尺寸，满足设计及规范要求后进行螺栓的紧固。

3) 结构整体稳定及垂直度的找正：在结构吊装时，在四个方向拉设缆风绳，用 2 台经纬仪在两个方向根据柱脚轴线向上找正，用四个缆风绳上的链条葫芦调整垂直度。

9.5.3 330kV 升压站施工

9.5.3.1 土建工程施工

建筑施工主要施工程序为：基础土石方开挖→基础砼浇筑→砼柱浇筑→板梁砼浇筑→墙体砌砖→门窗安装→内外部分装修→电气入室→内外剩余部分装修→完工。

基础砂土由 0.5m³ 反铲挖掘机挖、74kW 推土机推至附近堆置。砼由 0.4m³ 拌和机拌制，人工推双胶轮车运输。基础砼直接入仓，板、梁、柱砼需经升降塔或卷扬机提升，再转仓面脚手架入仓。

9.5.3.2 电气工程施工

a) 电缆线路安装技术要求

电缆管的加工敷设，电缆桥架及电缆架的安装，电缆敷设及电缆终端头的制作等均应符合 GB50168《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》的有关规定和施工图纸要求。

b) 主变压器安装技术要求和注意事项。

1) 主变压器到达现场后，除进行外观和数量检查外，还应检验：冲撞记录器上的加速度记录不得超过制造厂的规定。如制造厂未作

具体规定，应符合下列数值：垂直加速度不超过 1g，水平及侧向加速度不超过 4g；

油箱内的湿气含量应与设备发运前的含量基本一致。

2) 主变压器到达现场后，应进行器身检验。

器身检查时，场地四周应清洁，并有防尘措施。周围空气温度不宜低于 0℃，变压器器身温度不宜低于周围空气温度。吊壳或进入油箱检查时，器身在空气中暴露的时间，应符合以下规定：当空气相对湿度小于 75%时，不得超过 16h；当空气相对湿度或露空时间超过规定时，必须采取相应的可靠措施。

器身检查的工程和要求应遵守国家标准《电气装置安装工程电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》(GBJ148)的规定。器身检查完毕后，必须用合格变压器油冲洗，并清理油箱底部。注意铁芯应无多点接地现象。器身检查应作出记录。

3) 变压器本体及附件的安装应遵守制造厂在安装装配图、安装使用说明书中的规定。

附件安装前应经检查，清洗(包括用合格变压器油冲洗)和校验。安装位置应正确，连接应牢固，密封应良好。

冷却装置在安装前应按下列要求进行密封检查：散热器可用 0.05MPa 表压力的压缩空气检查，应无漏气；或可用 0.07MPa 表压力的变压器油进行检查，持续 30min 应无渗油现象。

4) 绝缘油必须按国家标准 GB50150《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》的规定试验合格后，方可注入变压器中。

不同牌号的绝缘油，或同牌号的新油与使用过的油混合使用前，必须做混油试验。

主变压器要求采用真空注油，真空度应达到 GBJ148 第 2.5.3 条规定。注油速度不宜大于 100L/min，注油后真空保持时间不少于 2h。真空注油工作不宜在雨天或雾天进行。

变压器注油时，宜从下部油阀进油；加注补充油时，应通过储油柜上专用的添油阀注入。注油完毕后，应从变压器各有关部位进行多次放气。

5) 变压器安装完毕后，应用高于附件最高点的油柱压力进行整体密封试验，其压力为油箱底部达到 50kPa 压力，试验持续时间为 36h，应无渗漏。

9.5.4 集电线路施工

本工程集电线路采用采用架空线路与直埋电缆敷设相结合的输送方式。施工共分 40 组集电线路，需按照《电气装置安装工程 66kV 及以下架空电力线路施工及验收规范》进行施工。

9.6 施工总进度

工程计划一次建设，建设工期为 12 个月，预计工程于 2026 年底全部并网。工程准备期 1 个月。主体工程于 2 月初开始，10 月下旬第一组风电机组具备发电条件，12 月底每批机组全部投产发电，工程完工。

根据施工安排，工程建设总工期为 12 个月，具体工程进度如下：

施工准备期从 1 月初开始，2 月初结束。场内道路施工从 2 月初开始，至第二年 4 月底结束。

风电机组基础施工从 2 月下旬开始，第二年 9 月中旬结束，每台风机施工安装平台在风机基础施工前完成。

电力电缆、通信电缆的敷设与风机基础施工同步进行。

从 7 月初起进行风力发电机组的吊装，10 月底首批风电机组发电，第一年 12 月底全部机组投产发电。

施工总进度计划见表 9.6-1。

表 9.6-1 风电场工程施工总进度计划表

开始时间	项 目	备 注
第一年 1 月初	施工准备工作开始	
第一年 2 月初	场内施工道路开工	
第一年 2 月中旬	施工安装平台开工	
第一年 2 月下旬	风机基础工程开工	

第一年 7 月初	风电发电机组安装开始	机组安装按 5 天 1 台控制，按 4 个台班计。
第一年 8 月初	升压站土建施工	
第一年 10 月底	部分机组投产并网发电	
第一年 12 月底	机组全部投产并网发电	

9.7 主要物质供应计划

9.7.1 主要材料用量

本工程主要材料用量见表 9.7-1。

表 9.7-1 主要材料用量表

序号	项目	单位	数量
1	风电机组	台	144
2	主变压器	台	4
3	土方开挖	m ³	330.48
4	土方回填	m ³	234.48

9.7.2 主要机械设备

主要施工机械设备见表 9.7-2。

表 9.7-2 主要施工机械设备表

序号	机械设备名称	规格	单位	数量	备注
1	履带式起重机	1200t	台	4	
2	汽车式起重机	200t	台	4	
3	挖掘机	2m ³	台	50	
4	装载机	2m ³	台	50	
5	推土机	160kW	台	50	
6	压路机		台	50	
7	振动碾压机	16t	台	50	
8	手扶式振动碾压机	1.0t	台	80	
9	混凝土运输车	10m ³	辆	120	
10	混凝土泵		套	15	HBTS60-9D 型
11	插入式振捣器		个	150	
12	自卸汽车	20t	辆	80	
13	载重汽车	15t	辆	80	
14	水车	8m ³	辆	30	
15	洒水车		辆	30	
16	移动式柴油发电机	75kW	台	60	
17	变压器	200kVA	台	30	10kV/0.38kV
18	潜水泵		台	90	
19	深水泵		台	60	

20	钢筋调直机	Φ14 内	台	30	
21	钢筋切断机	Φ40 内	台	30	
22	钢筋弯曲机	Φ40 内	台	30	

10 环境保护与水土保持设计

10.1 环境保护设计

10.1.1 环境现状质量

10.1.1.1 空气质量

根据酒泉市 2023 年 9 月最新《2023 年环境质量公报》，2023 年 1-9 月，酒泉市环境空气质量达到国家二级标准；环境空气质量综合指数为 3.32，同比上升 4.1%；空气质量优良天数 196 天，同比减少 41 天，优良天气率 71.8%。空气质量六项污染物统计中，细颗粒物(PM_{2.5})平均浓度为 23 μg/m³，同比持平；可吸入颗粒物(PM₁₀)平均浓度为 65 μg/m³，同比上升 12.1%；二氧化硫(SO₂)平均浓度为 7 μg/m³，同比持平；二氧化氮(NO₂)平均浓度为 20 μg/m³，同比持平；一氧化碳(CO)日均浓度第 95 百分位数为 0.8 mg/m³，同比下降 11.1%；臭氧(O₃)日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 145 μg/m³，同比上升 5.8%。

2023 年 9 月，酒泉市各县（市、区）环境空气质量均达到国家二级标准；工程所在地位于玉门郊区，空气质量优于城区。

10.1.1.2 水环境质量

根据酒泉市《酒泉市 2024 年 5 月水环境质量状况》，酒泉市承担 7 个河流（9 个监测断面）、5 个水库（5 个监测断面）、大苏干湖和小苏干湖（2 个监测断面）的水质监测任务。

此次地表水环境质量评价依据环境保护部办公厅《关于印发<地表水环境质量评价办法（试行）>的通知》（环办[2011]22 号）执行。

（一）河流各监测断面水质评价

1.城郊农场断面水质类别为 II 类，水质达到功能区类别和“十四五”水质考核目标，水质状况优，水质较上期无明显变化；

2.西河坝桥断面水质类别为 II 类，水质达到功能区类别和“十四五”水质考核目标，水质状况优，水质较上期无明显变化；

3.西干渠渠首断面水质类别为 II 类，水质达到功能区类别和“十四五”水质考核目标，水质状况优，水质较上期无明显变化；

4.丰乐河水文站断面水质类别为 I 类，水质达到功能区类别和“十四五”水质考核目标，水质状况为优，水质较上期无明显变化；

5.兰新铁路桥断面水质类别为Ⅰ类，水质达到功能区类别和“十四五”水质考核目标，水质状况为优，水质较上期无明显变化；

6.红崖子断面水质类别为Ⅱ类，水质达到功能区类别和“十四五”水质考核目标，水质状况为优，水质较上期无明显变化；

7.雷墩子取水口断面水质类别为Ⅰ类，水质状况为优，水质较上期无明显变化；

8.哈腊托别断面水质类别为Ⅱ类，水质状况为优。

（二）水库各监测断面水质评价

1.解放村水库断面水质类别为Ⅱ类，水质达到功能区类别和“十四五”水质考核目标，水质状况优，水质较上期无明显变化；

2.赤金峡水库断面水质类别为Ⅱ类，水质达到功能区类别和“十四五”水质考核目标，水质状况优，水质较上期无明显变化；

3.双塔水库断面水质类别为Ⅱ类，水质达到功能区类别和“十四五”水质考核目标，水质状况优，水质较上期无明显变化；

4.党河水库断面水质类别为Ⅱ类，水质达到功能区类别和“十四五”水质考核目标，水质状况优，水质较上期无明显变化；

5.榆林河水库断面水质类别为Ⅱ类，水质达到功能区类别和“十四五”水质考核目标，水质状况优，水质较上期无明显变化；

6.小苏干湖断面水质类别为Ⅱ类，水质达到功能区类别和“十四五”水质考核目标，水质状况优。

10.1.1.3 声环境质量

工程位于郊区，拟建工程厂址所在地声环境状况符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。

10.1.1.4 生态环境现状

根据酒泉市《2022 年环境质量公报》，2022 年，酒泉市生态环境质量基本保持稳定，全市生态环境质量表现为“一向好、两稳定”，即环境空气质量持续向好，水环境质量、声环境质量保持稳定，污染防治攻坚战目标任务全面完成。

10.1.1.5 主要环境保护目标

本工程为生态影响型工程，主要环境影响在施工期，根据工程周围敏感点分布及污染物排放特点，将施工现场周边 200m 以及施工道路中心线两侧 200m 范围内居民

点作为大气环境和声环境保护目标；风机基础、道路、弃土场、升压站区域植被，评价区动物，工程临时、永久占地生态保护红线范围等作为生态环境保护目标。

10.1.2 施工期环境影响评价及保护措施

10.1.2.1 施工期大气污染及防治

（1）施工扬尘

施工期的大气污染物主要为扬尘（污染因子为 TSP）。扬尘的主要来源于：基础土石方的开挖、堆放、回填和清运过程，建筑材料的装卸、堆放，施工垃圾堆放和清运。扬尘量的大小与施工现场条件、管理水平、机械化程度及施工季节、土质及气象等诸多因素有关，是一个复杂、较难定量的问题，施工扬尘是施工期主要污染源之一。在施工时采取一定的管理措施，如在选择建材堆放、转运的场地时，对易产生扬尘的物资，如水泥、黄砂等，不要在开阔地或露天堆放，同时对于易起尘的建筑材料应加盖篷布；遇到大风天气应避免作业，如对黄砂等不得不敞开堆放时，则应对其进行洒水提高表面含水率，以起到抑尘效果，减缓施工期对施工现场和周围环境的污染。

（2）汽车尾气

施工运输主要以汽车为主，运输车辆多为大吨位车辆，工程车辆在行驶过程中将产生车辆尾气污染。车辆尾气会增加空气中的悬浮微粒、二氧化硫、二氧化氮和一氧化碳含量，工程结束后，施工对大气的影响将自行消除。

根据同类工程的经验，野外工程施工时，机械设备比较分散，密度较小，运输车辆的废气对环境空气的影响较小，远远达不到致使空气质量超标的程度。

（3）运输扬尘

运输扬尘主要是影响公路沿线的树木，花草和景观。细颗粒尘土降落并粘附在树木，花草上，影响植物的呼吸和生长，也影响局部景观。此外，运输车辆扬尘也影响公路沿线居民的生活环境。

运输扬尘对周围空气的污染程度受多种因素影响，路况好坏、路面是否清洁、施工强度、施工机械、施工工艺、机械操作、人员技术水平、施工管理等都是影响因素。据有关调查，运输车辆的行驶产生的扬尘，约占施工扬尘总量的 60%，同时与道路路面和车辆行驶的速度有关。

（4）施工期环境空气污染防治措施

① 大型施工机械、车辆燃油是工程施工期环境空气主要污染源，运输车辆和各

类燃油施工机械应该使用低含硫量的汽油或柴油。选择耗油少、燃油充分的车辆，并且加强维护管理，以减少废气对大气的影响。

② 合理安排施工现场，所有的砂石料应统一堆放、保存，应尽可能减少堆场数量，并加篷布等覆盖；水泥等粉状材料运输应袋装或罐装，禁止散装，应设专门的库房堆放，并具备可靠的防扬尘措施，尽量减少搬运环节，搬运时要做到轻举轻放。

③ 加强施工现场的管理，水泥、石灰等材料运送时运输汽车不得超载，采取遮盖、密闭措施，以防泥土洒落，采取盖棚等防风遮挡措施，以减少起尘量。

④ 在干燥时，车辆运输产生的扬尘比较严重。为保护施工区、生活区大气质量，要求施工单位车辆行驶路线应避开环境空气敏感点，对主要道路路面定期清扫和定期洒水，在大气干燥的季节增加洒水次数。

⑤ 运输车辆进入施工场地应低速行驶，或限速行驶，以减少起尘量，并定时对车辆进行冲洗。

⑥ 施工单位在材料选购和施工工艺选择时应严格按照国家规定的要求进行施工操作，装修时严格按照国家规定的室内装修材料类型合理进行材料的选用和施工，不得使用污染严重的装修材料，以减少室内空气中甲醛、苯系物等有机废气和放射性氡的产生。

10.1.2.2 施工期水环境影响及处理

施工期废水主要是施工生产废水和施工人员产生的生活污水。根据工程分析，生活废水主要污染物为 COD、SS、BOD 等。产生的废水经旱厕收集，由附近村庄农民定期清掏，回用于农田，不直接外排，减少对地表水体的影响。

风电机组施工的生产废水主要来源于施工机械的维修、保养的含油废水等。含油废水由隔油池处理后回用于施工现场洒水抑尘，不外排。因此对环境影响较小。

(1) 施工机械的维修、保养的含油废水等。含油废水由隔油池处理后回用于施工现场洒水抑尘。生活污水经旱厕收集，由附近村庄农民定期清掏，回用于农田，不直接外排。

(2) 注意施工期节约用水，减少废水的产生，且尽量避免雨季土石方施工，暴雨期停止施工。

(3) 为避免挖方弃土长期堆放，增加水土流失，应统一规划，合理安排挖填方的工作量和施工进度，尽可能减少雨季期间的堆置量。对水泥、沙料等建筑材料存放

应加强管理、尽量远离水源，并采取遮盖措施，施工场地周围及水源周围设置挡墙、防止场地和雨水冲刷处外溢和其他因素造成对水源的影响。

（4）施工期间应优先完成工程内外雨水截流沟，使施工区内外的雨水分流。在污水管道施工期间，注意排水管道的连接要密封，以防止污水从管中渗漏污染地下水。

10.1.2.3 施工期噪声污染及防治

施工作业绝大部分安排在昼间。施工期噪声源主要是推土机、打桩机、挖掘机、装载机、卡车、吊车以及汽车的交通噪声。

根据工程分析，施工期噪声值在 70~112dB(A)之间。在距离噪声源 100m 处，各个噪声源产生的噪声值为 49.65~61.98dB(A)；在距离噪声源 200m 处，各个噪声源产生的噪声值为 43.63~52.45dB(A)。距施工机械产生的噪声声源 200m 处，噪声即降至 55dB 以下，满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）施工场界噪声最高限值的要求。风机最近的敏感点为居民点距离风机约 300m，这个声环境敏感点均在施工噪声达标距离以外，并且夜间基本不进行施工，工程施工不会对其造成噪声污染。

施工期噪声的影响是暂时的，随着施工期的结束，施工对周围环境造成的影响也将消失。

（1）要求施工单位严格遵守环保部门规定，合理安排施工时间，除工程必须外，严禁在 20:00~8:00 期间施工。对主体工程浇灌需要连续施工时，建设单位应征得环保部门同意批准后，张贴告示、作好宣传，告知周围居民。

（2）改革施工机械、施工工艺和操作方法以降低噪声，同时维持机械设备处于良好运转状态以降低噪声对环境的影响；

（3）注意加强运输车辆管理，对难以避免的交通噪声，可采用限速、设置禁鸣牌标志、合理安排运行时间和路线的办法予以减免；为防止交通混乱造成人为噪声污染，在车流量较高的交叉路口设立标志牌；

（4）施工单位应处理好于施工场界周围敏感点的关系，避免噪声污染引发纠纷，影响社会稳定；

（5）加强施工人员的劳动保护，预防噪声过大影响施工人员身体健康，施工人员工作时应佩戴防噪声耳塞、耳罩或防噪声的头盔；

（6）尽可能利用噪声距离衰减措施，在不影响施工的条件下，将强噪声设备尽

量移至距场界较远的地方，保证施工场界达标。尽量将强噪声设备分散安排，而不是集中在有可能干扰敏感点的某个地点，同时建议对相对固定的机械设备尽量入棚操作，最大限度减少施工噪声对周围环境的影响。

(7) 在高噪声设备周围设置掩蔽物；加强运输车辆管理，尽量压缩工区汽车数量和行车密度，控制机动车鸣笛等措施来控制工程噪声对周边环境的影响。

10.1.2.4 施工期固体废弃物污染及防治措施

本工程施工期产生生活垃圾为100kg/d，所产生的生活垃圾如不及时清运处理，则会腐烂变质、滋生蚊虫苍蝇，产生恶臭，传染疾病，从而对周围环境和作业人员的健康带来不利影响。因此应委托当地环卫部门及时清运。

根据风电场范围所处位置的地形、风机布置及道路布置情况综合考虑，本项目无弃方，不单独另设临时弃土场，所有土方在场内自行平衡消纳。施工期固体废弃物防治措施如下：

(1) 施工开挖的土石废渣尽可能用于工程填方，对需要作回填的及时回填，减少施工区地表裸露时间，弃土场完工后尽快恢复植被，保证土方的稳定，防止水土流失的发生。

(2) 生活垃圾经专门收集后委托当地环卫部门及时清运。在施工期间生活区设置专门的垃圾桶，每天定时清运垃圾。对施工区的垃圾桶需经常喷洒灭害灵等药水，防止苍蝇等害虫孳生，以减免生活垃圾对工程所在区水环境和施工人员的生活卫生环境产生不良影响。

10.1.3 营运期环境影响及保护措施

10.1.2.1 营运期大气污染及防治

风电属于清洁能源，风电场自身运行不产生废气污染物，对环境空气无影响。

10.1.2.2 营运期水环境影响及处理

本工程运营后，所产废水主要为生活废水，根据工程分析，生活废水的主要成分为 COD、BOD₅、SS、氨氮、动植物油等。产生的废水浓度分别为 COD_{Cr}250mg/L、BOD₅125mg/L、SS 200mg/L、石油类 15mg/L。

升压站已建有污水处理站，拟采用地埋式一体化生活污水回用设备，日处理规模为 4m³/d，可满足运行期日处理 2.55m³/d 的要求，主要污水处理工艺为膜生物反应器（MBR），生活污水经处理后，出水浓度分别为 COD_{Cr}50mg/L、BOD₅10mg/L、

NH₃-N10mg/L。水质达到《城市污水再生利用 绿地灌溉水质》（GB/T25499-2010）标准回用。不会对区域水环境造成较大影响。

主要污水处理工艺为：

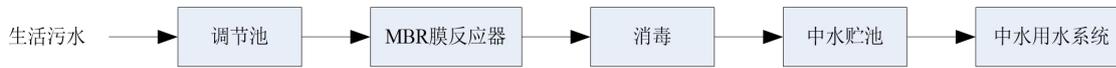


图 10.1 -1 生活污水处理流程图

10.1.2.3 营运期噪声污染及防治

风力发电机的噪声来源于经过叶片的气流和风轮产生的尾流所形成，其强度依赖于叶尖线速度和叶片的空气动力负荷，这种噪声源与风力发电机的机型及塔架设计有关。为了控制风机噪声值，风机厂商在制造时就采取了以下措施，电机选用隔音防震型，叶片用减速叶片等。风机的噪声主要来源于发电机，浆叶切割空气产生的噪声，当前风力机组的噪声随着工艺水平的提高而有较大的改善。根据文献的查阅和类比相似工程，本工程单机容量为 7500KW 的风力机组声源 A 声级最大值约 108dB(A)，风机机仓隔声量平均取值为约为 8dB(A)，风机运行时噪声源强约为 100dB(A)。

根据文献的查阅和类比相似工程，昼间距声源 50m 外，夜间距声源 150m 外的噪声即可满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准中的昼间≤60dB(A)，夜间≤50dB(A)的要求。为了控制风机噪声值，建设单位在选择风电机时，应选用隔音防震型，叶片用减速叶片等技术先进型风机。本风场风机周边 500m 范围内无居民，因此风电场风机运行所产生的噪声对周边敏感点和周围环境的影响很小。

根据对同类风电场的类比调查：由于风机的运行噪声及叶片旋转气流致使部分鸟类不敢在运行的风机附近停留，对部分鸟类的活动范围可能会产生一定的影响，受风机运行影响的鸟类将迁往附近其它同类生境。德国曾针对风力发电场对鸟类影响进行过研究，发现噪声源强达 80~100dB(A)的风力发电场对距离 250m 外鸟巢中的鸟及其正常的觅食产生影响较小。

综上，通过选用低噪声机械设备，对高噪声设备采取有针对性的消音、隔音、减震等措施，采取隔音防震型风电机及减噪型变速齿轮箱，还应该加强风机的管理和维护，减小由于机械本身产生的噪声。

10.1.2.4 营运期固体废弃物污染及防治

运行期所产固体废物为生活垃，应设立垃圾收集点分类收集，不得任意堆放和丢

弃垃圾，定期对收集点进行消毒灭害。生活垃圾委托当地环卫部门及时清运，送至当地垃圾填埋场处理。

风电机维修产生的废机油，属于危险废物 HW08 废矿物油，产生量约为 0.18t/a，已建升压站已设置危险废物临时暂存场间，暂存间大小为 10m²。要求暂存间设置应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的有关要求进行，暂存间应设警示标志，并做好防腐防渗处理，抹布和油布不得遗弃、倾倒入环境中，严禁露天堆放。必须按规定交给有资质的单位处理，同时建设单位应加强员工环境意识教育，提高管理水平。

10.1.2.5 光影闪烁影响

地球绕太阳公转，太阳光入射方向和地平面之间的夹角称之为太阳高度角，只要太阳高度角小于 90°，暴露在阳光下的地面上的任何物体都会产生影子。风电机组不停地转动的叶片，在太阳入射方向下，投射到居民住宅的玻璃窗户上，即可产生一种闪烁的光影，通常被称之为光影影响。以风机为中心，东西方向为轴，处于北纬地区，轴北侧的居民区有可能受到风电机组的光影影响。风电机组的光影影响范围取决于太阳高度角的大小，太阳高度角越大，风机的影子越短，太阳高度角越小，风机的影子越长。风机的高度为 233m（轮毂高度为 125m，叶片半径为 108m），经计算，叶片产生的阴影长度为 197~1337m。光影在每天 10:00~15:00 之间大部分时间内低于 350m，总体上光影影响较小。

10.1.4 生态环境影响与保护

工程的生态环境影响主要集中在施工期间，施工过程中将进行土石方的填挖，材料运输与堆放、场内道路的修建等，而且有大量的施工机械及人员活动。施工期对区域生态环境的影响主要表现在土壤扰动后，可能造成土壤的侵蚀流失等；施工噪声对当地野生动物及鸟类栖息环境的影响。

10.1.4.1 土壤保护措施

（1）优化工程临时占地的选址，本工程的临时用地包括施工场地和施工材料堆场等，在施工前应合理设计这些临时占地布置。在施工时，施工活动要保证在征地范围内进行，临时占地要采取“永临结合”的方式，尽量缩小范围，减少对土地的占用。

（2）该工程在施工过程中，无论为主体建筑还是施工用地，应严格限制在所划定的范围内进行建设，不得对划定界限外的地形、地貌和自然环境造成影响或破坏。

施工应控制施工带宽度；加强施工人员安全防火教育，注意林区防火；规范施工人员的行为，爱护花草树木，严禁砍伐、破坏施工区以外的作物和植被；施工结束后，应进行生态重建，同时收集、处理施工场地及周边因施工而产生的垃圾与各种废弃物。

（3）施工单位应认真组织，在场地清理和建设施工时，应减少对生物生态环境（主要是植被）的直接破坏。工程工程施工前施工单位必须设计合理的工程施工方案，须严格按照合理的工期认真编制施工组织设计，加强技术管理，严格按设计施工，以强化施工单位、建设单位的环境意识。

（4）施工中要尽可能减少对原有地面的扰动，减少对地面植被的破坏；雨季填筑中期应随挖、随运、随填、随压；临时用地在工程完成后要及时恢复原状，要完善施工中的临时排水系统。施工期的建设行为应注意把施工垃圾及建设材料的堆放，尽量减少地表植被破坏、裸土岩石外露等因素对景观生态所造成的影响。

（5）永久占地所损失的林地，应进行补偿。生态补偿应根据当地的气候、土壤特点合理选择绿化品种，所选树种、草种、灌丛应该与附近的植被基本一致，尽可能选取本地品种，作到适地适种，与周围环境相协调，保持生态系统和谐稳定。

（6）为减小工程对生态造成的影响，基础开挖前应对表土进行收集，定点堆放，后期回填表土。

（7）施工过程中的水土保持工作，在失防治措施布局上，以工程措施为先导，工程措施、植物措施、临时措施一起上，形成布局合理、功能完善的水土流失综合防治措施体系，以防止水土流失，改善生态环境。

（8）工程监理单位要将生态保护和水土保持的相关内容纳入施工监理工作之中。根据监理工作要求，制订环境监理实施方案，加强对施工过程中生态保护与水土保持工作的动态监控。

（9）渣体堆积完成后，削坡整形和平整渣顶，使体形满足稳定要求，不发生滑坡、便于绿化。采用局部和整体相结合的覆土方法覆土，每个植树穴采用局部覆土，渣场顶部、边坡整体覆土 12cm 种草，选择根系发达，固土能力强、生长迅速、能提高土壤水保肥能力、适应性和抗逆性强的优良、草种，是渣场恢复植被。

（10）施工结束后按设计要求进一步完善水土保持的各项工程措施、植物措施等措施。科学合理地进行绿化，以减少水土流失。

10.1.4.2 野生动物保护措施

(1) 施工前组织人力在专家指导下对施工区的陆生动物特别是保护动物进行清查，并进行有目的性的驱赶，使其能够转移至相邻的生境，因爬行类和两栖类的活动能力差，必要时采取人工捕捉手段，运至合适的生境放生。在有保护动物分布的施工区域树立禁止捕猎的标志牌，并通过印发资料对保护动物进宣传，提高施工人员保护野生动物的意识。

(2) 施工前对施工人员进行宣传教育，严禁捕猎野生动物。调查工程施工时段和方式，减少对动物的影响。防治噪声对野生动物的惊扰。野生鸟类和兽类大多是晨、昏（早晨、黄昏）或夜间外出觅食，正午是鸟类休息时间。为了减少工程施工噪声对野生动物的惊扰，应做好施工时间的计划，并力求避免在晨昏和正午施工等。

(3) 工程完工后尽快做好生态环境的恢复工作，以尽量减少生境破坏对动物的影响。

(4) 禁止猎取和诱捕野生动物，通过教育与有效管理，可以降低或避免此类影响。

(5) 合理布置施工运输路线，尽量减轻工程施工对野生动物特别是鸟类栖息地产生扰动。

10.1.4.3 水土流失防治措施

合理安排施工时间和施工单位，尽量避开雨季实施施工作业，并尽量减少施工场地的裸露时间和面积；优化工程道路铺设方案，尽量保持原有道路的地形地貌，并减少土石方开挖量；施工弃渣严格按照设计要求及时运至周边设置的弃土场，不可随意抛弃；施工期间采取有效的临时水土保持措施，施工场地周围设置截水沟和排水沟，严禁场外径流排入场内，对土石方堆场等施工场地采取临时覆盖措施，并设置在远离地面径流冲刷的区域，防止雨水冲刷引发水土流失；主体工程完工后，对风电机组周围实施大面积的植物绿化，逐步恢复植被；选择合适的树种，在风电场等场地建设大面积的绿化隔离带，防止场内土壤侵蚀和水土流失。

10.1.5 环境监测

10.1.5.1 污水监测

在施工期对生活污水进行监测。初步拟定监测断面 1 个，设在生活区污水排放口。监测工程为 PH、SS、COD、BOD5、总磷、氨氮、石油类、粪大肠菌群等 8 项。工

工程施工期间，每季度监测 1 次，每年监测 4 次。监测方法按水污染监测与调查中规定的方法进行。

10.1.5.2 大气环境监测

对大气环境产生影响的主要是在施工期，运行期不会对其产生影响，因此，环境空气质量监测只考虑施工期。初步拟定在混凝土拌区（若有）和风电场边界各设置大气环境监测点 1 个，监测工程为 SO₂、NO₂、TSP，并且同步监测风向和风速。工程施工期间，每年监测 2 次，冬季、夏季各监测 1 次，具体时间根据监测点施工强度确定，每次监测时段按大气监测有关规范选取。监测方法按国家环保总局规定的大气监测方法进行。

10.1.5.3 声环境监测

施工期，根据施工进度、噪声源的分布状况和敏感受体噪声源所在位置，设定噪声监测点。环境噪声监测设机组施工区 1 个点，监测工程主要为 A 声级和等效连续 A 声级。工程施工期间，每年各季度监测 1 天，共 4 次，由于本风电场工程只在昼间施工，故每一测点仅在昼间测量。道路交通噪声测量时应记录车流量。监测方法按国家环保总局的噪声监测方法进行。

运营期，环境噪声监测点设在生产区，监测工程主要为 A 声级和等效连续 A 声级，并且进行昼间和夜间测量。每年各季度监测 1 天，共 4 次，监测 2 年。监测方法按国家环保总局的噪声监测方法进行。

10.1.5.4 人群健康监测

本工程人群健康监测包括：对施工区施工人员进行疫情监测，对饮用水进行卫生监测。工程施工期间，人群健康每年监测 2 次；饮用水每季度监测 1 次。施工人员的健康监测由施工单位自行负责；饮用水监测可委托当地卫生防疫站负责。

10.1.6 结论

综上所述，本工程符合国家和地方当前产业政策和相关规划要求，选址可行；在认真落实本评价提出的各项污染防治和生态保护措施的情况下，工程建设对周围环境的影响较小。在认真执行“三同时”制度，落实评价提出的污染防治污染防治和生态保护措施的前提下，从环保的角度考虑，本工程建设可行。

10.2 水土保持设计

10.2.1 概述

根据《全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果》的通知（办水保〔2013〕188号），玉门市不属于国家级水土流失重点预防区。

10.2.2 水土流失防治责任范围及防治分区

10.2.1.1 防治责任范围

依据《生产建设项目水土保持技术标准》(GB50433-2018)的规定，水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。本工程水土流失防治责任主体为建设单位，由其负责组织实施该工程水土保持防治措施。

外购的砂、石料及商品砼等建材，其水土流失防治责任由供货方负责，不包括在本方案。

结合工程可研，工程建设区包括风机机位、风机安装场地、场区道路、集电线路及升压站，工程建设区面积合计约 201.6973hm²。

工程区处于滩涂地貌、参考《水利水电工程水土保持技术规范》（SL575-2012）及《生产建设项目水土保持技术标准》(GB50433-2018)的相关规定以及周边同类工程工程建设经验，确定直接影响区面积如下：

表 10.2-1 水土流失防治责任范围划分依据

工程	水土流失防治责任范围划分依据	
	建设区	直接影响区
风机机位	占地范围	其直接影响区与风机安装场地重叠，不重复统计。
风机安装场地	占地范围	山顶型按场地边界外扩 5m 计，山坡型按上边坡 5.0m，下边坡 10.0m 计。
场区道路	占地范围	一般路段取两侧各 2m；边坡路段：上边坡 5m，下边坡 10m 计。
电缆敷设	占地范围	其直接影响区与场区道路重叠，不重复统计
升压站	占地范围	四周外侧各取 5m 计。

10.2.1.2 防治分区

（1）分区依据

按照《开发建设工程水土保持技术规范》(GB50433-2008)的要求，依据主体工程布局、施工扰动特点、建设时序、地貌特征、自然属性及水土流失影响等进行分区。

（2）分区原则

水土流失防治分区的原则如下：

- ① 各分区之间具有显著差异性；
- ② 相同分区内造成水土流失的主导因子相近或相似；
- ③ 同一个区地形地貌、扰动地表的物质组成相近，扰动方式相似，土地利用现状基本相同，降水特征值基本一致；
- ④ 分区应结合工程布局 and 施工特点进行逐级分区；
- ⑤ 各级分区应层次分明，具有关联性和系统性。

(3) 分区结果

根据以上依据和原则、参考同类工程建设经验，将本工程划分为风机机组及安装场地、升压站、场区道路及集电线路 3 个防治分区。各防治分区面积、范围及水土流失特点详见表 10.2-2。

表 10.2-2 水土流失防治分区

	范围	水土流失特征
风机机组及安装场地	风机机位、风机安装场地	地表扰动、植被破坏，开挖面裸露，呈点状分布。
场区道路及集电线路	场区道路、电缆敷设、架空线路	地表扰动、植被破坏，挖填边坡裸露，呈线状分布。
升压站	1 座	场地平整，建筑材料和设备堆放，土建施工，植被损坏，易产生水土流失。

10.2.3.1 对生态景观的影响

本工程风机基础呈点状分布，道路和集电线路呈线状分布。风机基础、道路和集电线路在施工期间对原地貌的扰动程度较剧烈，若在施工过程中乱挖乱填、对扰动地表和临时堆土不及时采取植物措施和临时防护措施，工程建设所产生的水土流失危害将影响工程区周边自然景观和生态环境。

10.2.3 土流失预测

10.2.3.2 对土壤的影响

在风机基础区、集电线路区、施工道路区开挖和弃渣场堆渣工程中将产生大面积的裸露面和弃渣，破坏了表层土壤的结构，降低工程区域内的植被覆盖率，在雨水、地表汇流或洪水冲刷下，松散表土层将会发生剧烈的水土流失。土壤的流失将导致土地退化，土壤肥力下降。如果临时用地的排水系统不够健全完善，会造成积水，暴雨季节形成排洪不畅，长期之后将形成涝渍，降低土地生产力。

10.2.3.3 对地表水的影响

工程建设会硬化地表、破坏地形、地貌、植被等水土保持设施，使原有的水土保持功能降低或丧失。地表的硬化或覆盖，使降雨不能入渗，土壤渗流系数减小，地表径流系数增大，地表径流增加，使得地下补给量减少。在产生强地表径流的同时，加剧对裸露地表的土壤侵蚀。

10.2.4 水土流失防治措施

10.2.4.1 水土流失防治目标

根据《生产建设项目水土流失防治标准》（GB 50434-2018）的规定，工程执行建设类工程水土流失防治三级标准。

10.2.4.2 水土流失防治措施

根据本工程水土流失的特点，工程建设区水土流失防治将工程措施、植物措施及临时措施相结合，做到“点、线、面”全覆盖，形成科学、合理的防护体系。

根据水土流失预测结果及水土保持分区，水土流失防治措施布置总体思路：以防治水土流失、恢复植被、改善工程区的生态环境、保护主体工程正常安全运行为最终目的；同时配合主体工程设计中已有的水土保持设施进行综合规划布设水土流失防治措施体系。

（1）风机机组及安装场地

在风电机组基础开挖和安装平台施工前，应先进行表土剥离，剥离的表土就近堆放在安装场地，施工结束后用于覆土绿化。由于风电场建设过程中存在少量风力侵蚀，建议将施工期选择在风量小的季节，施工期间如遇大风天气可适量洒水，以减少扬尘污染。风机基础场地须设置截水沟，末端设置沉沙池，开挖坡面采取挂网喷播植草方式绿化。

为减少场地水土流失，应在安装场地周边设临时排水沟及沉沙池，清水就近接入下游自然沟道或场区道路排水沟。安装场地为临时占地，施工结束后将排水沟及沉沙池填埋，实施土地平整后，考虑主体安全因素，采取撒播草籽的方式恢复植被，既可以满足风电机组区防治水土流失的要求，又考虑到景观需要，营造一个错落有致的人造景观。

（2）场区道路及集电线路

新建道路道路两侧/一侧可布设排水沟，在排水沟终点和低洼地段设置简易消力池

沉沙池，将雨水沿自然坡度排到道路两边的沟道中，避免雨水对路基及边坡的冲刷，如排水边沟需穿越道路或沟道排水时，采用 D1000 圆管涵导排。电缆敷设管沟开挖时土方就近堆置在壕沟一侧，并用彩条布苫盖防治水土流失。

（3）升压站

升压站外设置防洪截水沟，在开挖、填筑边坡设置浆砌石骨架草皮护坡；升压站、施工生产生活区周边设置排水沟，汇水经泥沙沉淀后排入自然沟道。

主体设计中具有水土保持功能的工程且界定为水土保持措施的包括风机机位植草护坡、升压站草皮满铺、排水暗管、排水沟，场区道路排水沟、管涵等，方案将其纳入水土流失防治措施体系中。

结合工程实际情况和水土流失预测分析，方案采取针对性的措施布设，详见表 10.2-3。

表 10.2-3 水土流失防治总体布局表

防治分区	措施类型	水土保持措施
风机机组及安装场地	工程措施	排水沟、沉沙池、土地整治、覆土
	植物措施	挂网喷播植草护坡*、植草护坡*、植被恢复*
	临时措施	表土剥离、排水沟、沉沙池、苫盖、编织袋（填土）挡墙
场区道路及集电线路	工程措施	排水沟*、圆管涵*、盖板涵*、沉沙池
	植物措施	挂网喷播植草护坡*、植草护坡*、植被恢复
	临时措施	苫盖、竹栅格
升压站	工程措施	排水沟、沉沙池、土地整治、覆土
	植物措施	挂网喷播植草护坡*、植草护坡*、植被恢复*
	临时措施	表土剥离、排水沟、沉沙池、苫盖、编织袋（填土）挡墙

注：*表示该措施为主体设计已有

10.2.5 水土保持监测与监理

10.2.5.1 水土保持监测

（1）监测范围

根据《水利部办公厅关于印发〈生产建设工程水土保持监测规程(试行)〉的通知》（办水保[2015]139号），水土保持监测范围包括工程建设征占、使用和其他扰动区域。

（2）监测时段

生产建设工程水土保持监测工作应与主体工程同步开展。本工程属于建设类工

程，水土保持监测时段从施工准备期开始至设计水平年，共计 1 年。

（3）监测内容

根据《水利部办公厅关于印发〈生产建设工程水土保持监测规程(试行)〉的通知》（办水保[2015]139 号），生产建设工程水土保持监测内容主要包括扰动土地情况、取土（石、料）弃土（石、渣）情况、水土流失情况、水土保持措施等。结合工程实际，主要监测内容如下：

① 扰动土地情况

监测的内容包括扰动范围、面积、土地利用类型及其变化情况等。

② 弃土（石、渣）

监测内容包括弃土（石、渣）场及临时堆放场的数量、位置、方量、表土剥离、防治措施落实情况等。

③ 水土流失情况

水土流失情况监测主要包括土壤流失面积、土壤流失量、弃土（石、渣）潜在土壤流失量和水土流失危害等内容。

④ 水土保持措施

监测内容包括措施类型、开（完）工日期、位置、规格、尺寸、数量、林草覆盖度（郁闭度）、防治效果、运行状况等。

（4）监测点位

根据监测需要本工程共布设 14 个观测样地监测点。本工程水土保持监测点位布置情况详见表 10.2-4。

表 10.2-4 本工程监测点位分布表

序号	监测分区	监测点个数
1	风机机组及安装场地	6
2	场区道路及集电线路	6
3	升压站	2

（5）监测频次

本工程水土保持监测频次安排根据不同的监测区域、监测内容和工程进行确定。

① 扰动土地情况监测

实地量测监测频次应不少于每季度 1 次；无人机摄影测量监测应在施工前开展 1 次，施工期每年不少于 1 次。

② 临时堆放场

表土剥离堆置情况不少于每 10 天监测记录 1 次；临时堆放场监测频次不少于每月监测记录 1 次。

③ 水土流失情况监测

土壤流失面积监测应不少于每季度 1 次；土壤流失量、弃土潜在土壤流失量应不少于每月 1 次；遇暴雨、大风等应加测。

④ 水土保持措施监测

工程措施及防治效果不少于每月监测记录 1 次；植物措施生长情况不少于每季度监测记录 1 次；临时措施不少于每月监测记录 1 次。

本工程各区域的水土保持监测频次详见表 10.2-5。

表 10.2-5 水土流失监测计划表

监测时段	监测内容	监测方法	监测频次
施工准备期	水土流失影响因子、水土流失现状等。	实地调查法	施工前 1 次
施工期	扰动土地情况：扰动土地范围、面积、土地利用类型及变化情况等。	无人机摄影测量、调查监测	实地量测不少于每季度 1 次，无人机摄影测量监测每年不少于 1 次。
	弃渣场及临时堆放场的数量、位置、方量、表土剥离、防治措施落实情况	实地量测、无人机摄影测量监测、资料分析	表土剥离及弃渣堆置情况不少于每 10 天监测记录 1 次；临时堆放场监测频次不少于每月监测记录 1 次。
	水土流失情况：土壤流失面积、土壤流失量、弃土潜在土壤流失量和水土流失危害等。	地面观测、实地量测、无人机摄影测量监测、资料分析	土壤流失面积监测应不少于每季度 1 次；土壤流失量应不少于每月 1 次，遇暴雨、大风等应加测。
	水土保持措施：措施类型、开（完）工日期、位置、规格、尺寸、数量、防治效果、运行状况等。	实地量测、无人机摄影测量监测、资料分析	工程措施及防治效果不少于每月监测记录 1 次；临时措施不少于每月监测记录 1 次。
自然恢复期	水土流失情况：土壤流失面积、土壤流失量、弃土潜在土壤流失量和水土流失危害等。	地面观测、实地量测、无人机摄影测量监测、资料分析	土壤流失面积监测应不少于每季度 1 次；土壤流失量应不少于每月 1 次，遇暴雨、大风等应加测。
	水土保持措施：措施类型、开（完）工日期、位置、规格、尺寸、数量、林草覆盖度（郁闭度）、防治效果、运行状况等。	实地量测、无人机摄影测量监测、资料分析	工程措施及防治效果不少于每月监测记录 1 次；植物措施生长情况不少于每季度监测记录一次。

表 10.2-6 监测设施及设备一览表

类 型	监测设施及设备名称	单 位	数 量	单 价(元)
测量设备	皮尺(100m)	件	2	20
	测 绳	件	2	20
	钢卷尺(3m)	件	2	5
	测 钎	件	63	10
	全站仪	台	1	20000
	手持 GPS	台	1	2000
	电子坡度仪	台	1	1200
采样设备	取土钻	件	5	80
	环 刀	件	5	30
	采样器	件	5	80
	水样桶	件	30	50
	土样盒	件	50	3
分析设备	烧 杯	件	10	5
	量 筒	件	20	10
	比重计	件	2	100
	电子天平	台	1	500
	烘 箱	台	1	6000
	干燥器	台	1	300
其他设备	无人机	台	1	10000
	笔记本电脑	台	1	7500

10.2.5.2 水土保持监理

水土保持监理是落实工程水土保持方案的重要措施，通过水土保持监理可为有效防治水土流失提供质量保障，确保达到水土保持方案提出的防治目标，同时为水土保持竣工验收工作奠定基础。

（1）监理单位及要求

根据《关于加大大中型开发建设工程水土保持监理工作的通知》（水保〔2003〕89号）的要求，按招投标的方式选定水土保持方案实施的监理单位，对方案实施进行全过程的监理，中标的工程监理机构应具有相应的水土保持工程监理资质，监理人员必须取得水土保持监理工程师或监理资格培训结业证书，持证上岗。

（2）监理任务

① 根据有关法律、法规及工程承包合同中的水土保持要求，对施工单位的水土保持工作采取检查、旁站和指令文件等监理方式进行现场监督检查，监理工程建设的

各项施工活动的水土保持措施是否与工程建设同步实施、同时投产使用、同时验收等，提出要求限期完成的有关水土保持工作。

② 在施工的各个阶段随时进行质量监督，提交监理日志、监理月报和临时防护措施影像资料，及时向业主汇报施工中出现的問題；

① 对施工单位的水土保持季报、年报进行审查，提出审查、修改意见。

② 依据有关法律、法规及工程承包合同，协助处理各种水土保持纠纷。

⑤ 编制水土保持监理工作报告（季报、年报），作为开发建设工程水土保持设施验收的基础和水土保持验收报告必备的专项报告；工作报告主要对水土保持监理工作进行总结，提出存在的重大水土保持问题和解决问题的方法，以及水土保持监理工作计划安排和工作重点；定期归档监理成果（特别是临时防护措施的影像资料和质量评定的原始资料）。

11 劳动安全和职业卫生

11.1 设计依据、任务与目的

11.1.1 设计任务与目的

贯彻“安全第一，预防为主”的工作方针，确保本工程投产后符合有关劳动安全与工业卫生标准，保障电场工作人员的安全与健康，依据有关法律法规，对生产工艺过程中的易燃、易爆、火灾、尘埃、污水、电磁辐射、噪音、腐蚀、机械伤害等有害因素，采取综合防范、治理措施。

(1) 风力发电场建成投产后，火灾危险性主要来自于储存可燃介质、材料的设施或场所。如风力发电机组、变压器、高压开关、蓄电池都有发生火灾的可能性。为降低发生以上危害的风险，在设计中应采取以下措施：

① 本工程各主要生产建筑物、构筑物及生产设备的最小间距，不得小于现行的《火力发电厂与变电站设计防火规范》和《建筑设计防火规范》的规定，保持安全防火距离。

② 本工程根据《高压配电装置设计技术规程》，电气设备布置全部满足电气及防火安全距离。

③ 建筑物和构筑物的设计，严格按照国家现行的防火消防设计规范执行，做好消防设计。在设计中做好防火、防爆等安全措施。

④ 电缆选用 C 级阻燃交联乙烯电缆，最小截面满足负荷电流和短路热稳定要求。对主要的电缆通道采取防火阻燃措施。

⑤ 电气用房设事故通风装置，火灾时切断通风空调电源，火灾后开启通风机进行事故通风。其它房间采用开窗自然排烟。

(2) 风电场在施工过程中，主要有电击、机械损伤、烫伤、噪声、坠落物体打击、基坑坍塌、高温、寒冷等危害。为保证工作人员健康和安全生产的需要，在施工中应明确事故责任人，做好各种施工防护措施，严格执行施工安全技术要求。为避免以上事故发生，建议采取以下措施：

① 组织人员进行劳动安全与职业卫生知识的学习的培训，提高工作人员的劳动安全与职业卫生意识。

② 施工区严禁烟火。

③ 施工过程中，在易产生扬尘的作业面（包括进场道路）勤喷水，使作业面

保持一定的湿度，减少扬尘量；临时堆放的土石料应用土工布围护；场地平整、弃渣外运应采用全封闭运输车，以减少扬尘对施工人员和周围环境空气的影响。

④ 高空作业、运输吊装作业、开挖爆破作业、用电作业、电焊作业、油漆作业等工人必须佩戴安全卫生防护设施。

③ 临时孔洞、深沟、建构筑物等设置安全防护围栏、危险警示标志等。

⑥ 做好工人体检工作，杜绝带病作业、疲劳驾驶。

⑦ 施工现场保持整洁、及时清理，所有物品、废料有序堆放，防止拌到、摔伤等。

11.1.2 设计依据

《中华人民共和国电力法（2015 年修正版）》（国家主席令〔2015〕第 24 号）

《中华人民共和国职业病防治法（2016 修正版）》（国家主席令〔2016〕第 48 号）

《中华人民共和国安全生产法》（国家主席令〔2014〕第 13 号）

《中华人民共和国突发事件应对法》（国家主席令〔2007〕第 69 号）

《中华人民共和国劳动法（2012 年修正）》（国家主席令〔1994〕第 28 号）

《中华人民共和国消防法》（国家主席令〔2008〕第 6 号）

《中华人民共和国防震减灾法》（国家主席令〔2008〕第 7 号）

《中华人民共和国可再生能源法》（国家主席令〔2009〕第 23 号）

《中华人民共和国道路交通安全法》（国家主席令〔2011〕第 47 号）

《中华人民共和国气象法（2016 修正版）》（国家主席令〔2016〕第 57 号）

《电力设施保护条例》（国务院令第 239 号、第 588 号修订）（国务院令第 13 号）

《建设工程质量管理条例（2017 年修正版）》（国务院令第 687 号）

《国务院关于特大安全事故行政责任追究的规定》（国务院令第 302 号）

《建设工程安全生产管理条例》（国务院令第 393 号）

《电力监管条例》（国务院令第 432 号）

《生产安全事故报告和调查处理条例》（国务院令第 493 号）

《特种设备安全监察条例》（国务院令第 549 号）

《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（国务院令第 599 号）

《工伤保险条例》（国务院令第 586 号）

《安全预评价导则》（AQ8002-2007）

以及其它法律、法规、规章和规范性文件，国家及行业标准等。

11.2 工程安全与卫生危害因素分析

11.2.1 施工期危害因素

（1）建筑物与地面之间的高度差——高处坠落伤害

（2）起重机运送材料——起重伤害

（3）建筑材料不小心坠落——物体打击伤害

（4）施工中用到大量辅助机械——机械伤害

（5）施工中运输车辆多——车辆伤害

（6）施工中使用大量电器——触电伤害

11.2.2 运行过程危险、有害因素分析

（1）变压器、变电站配电设备——触电及火灾爆炸伤害

（2）电气设备及电缆火灾——窒息、烧伤、死亡

（3）高空作业设备——坠落及机械伤害，致残、死亡

（4）风机、通风机等设备的噪声污染——长期在强噪声下工作会对内耳器官、神经系统、消化系统、心血管系统造成损害，引起听力损伤，甚至导致耳聋等职业病。

（5）工程输电线、变压器、电气设备及导线周围存在低频磁场——可能导致人容易疲劳、可能诱发心脏病、导致中枢神经系统和内分泌失调等，目前依据尚不足。

11.3 劳动安全与工业卫生对策措施

11.3.1 安全生产对策措施

（1）在工程施工期间，建设单位必须遵守“生产经管单位新建、改建、扩建工程工程的安全设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用“三同时”的安全规定。

（2）建设单位应认真学习，严格贯彻执行《建设工程安全生产管理条例》，并对设计单位、施工单位、监理单位加强安全生产管理，按相关资质、条件和程度进行审查，明确安全生产责任，制定相应的施工安全管理方案，责成施工单位制定应急预案。

（3）加强施工监理。

(4) 加强施工单位资质管理。

(5) 加强施工组织设计编制与审查管理，试运阶段的安全管理。

11.3.2 防火、防爆

(1) 按《建筑设计防火规范》等要求确定本工程各建筑物、构筑物之间的最小间距、耐火等级、主体结构、防火措施。

(2) 配电装置室等采用防火门。电缆竖井在楼板处用耐火极限 0.5h 的不燃烧材料封堵，井壁的耐火极限为 1h。主楼梯为封闭楼梯间，并设乙级防火门。

(3) 控制楼与配电站内设置必要的垂直信道和纵横水平信道，并与主要出入口相连。各主要房间均设置两个以上安全出口，保证最远工作地点至安全疏散口的距离不超过 50m。升压站区设有正常照明和事故照明系统。事故照明由逆变器供电，在变电站各主要通道和出入口处则设置应急指示灯。

(4) 工人主要工作场所-主控室及通信机房，采用满足耐火极限要求类型材料（包括围护结构和装饰材料）。楼梯、门等满足疏散要求，穿墙、穿楼板电缆及其它孔洞，采用不燃烧材料堵塞。

(5) 站内建筑物及风机灭火按国家标准《建筑灭火器配置设计规范》

（GB50140-2005）及《电力设备典型消防规程》（DL 5027-2015）中的规定配置移动式化学灭火器。

主变消防采用推车式化学灭火器灭火并配置一座 1m³消防砂池作为主变辅助消防灭火。

(6) 按照规程规定，在主控制室设置一套火灾自动报警系统，在主控制室、继电保护室、主变压器等重要部位设置感温、感烟探头。该系统通过通信接口与综合自动化系统进行通信。

(7) 选用 C 类阻燃型电缆。

(8) 电缆防火按《电力工程电缆设计规范》的规定设计。风电场场区电缆敷设方式为直埋，过道路处采用穿管敷设。升压变电站内电缆敷设方式为桥架敷设、电缆沟敷设、穿管敷设相结合。

电缆防火阻燃设施包括电缆沟阻火墙、电缆竖井、电缆穿墙孔、楼板孔、开关柜、控制屏、保护屏、直流屏、电缆桥架、电缆保护管端部等电缆孔洞封堵，所有电缆穿越孔洞均要求密实封堵。所有埋管在穿好电缆后，应用防火堵料将其两端口封堵。

(9) 各类电缆按规定分层布置，电缆的弯曲半径符合要求，避免任意交叉并留出足够的人行通道；电缆沟设防止积粉尘、积水的措施。靠近油源的电缆沟高出地面 50mm，盖板作密封处理。

(10) 防火包带、涂料，阻燃电缆具备必要的强度及耐久性，满足预期的有效阻止延燃性或耐燃性的要求，并符合难燃或耐燃性能基本考核标准。

11.3.3 防毒、防化学伤害

(1) 直流系统采用固定式阀控铅酸蓄电池（免维护），场用电室设机械通风降温 and 机械排风及地面水冲洗设施，风机及电机均防爆。

蓄电池室设换气次数不少于每小时 3 次事故排风装置，事故排风装置兼作平时通风用，轴流排风机为防爆型，排风口贴近顶棚布置，并定期开启风机以排除可能积存的有害气体。风机开关应设在门口外侧便于操作处。

(2) 配置足够数量带防毒面具的防火服、空气呼吸器，以供火灾时灭火人员采用。

11.3.4 防电气伤害

(1) 为了防止雷电过电压危及人身和设备安全，按照《工业与民用电力装置的过电压保护设计规范》及其它有关规程、规范的要求设置防直击雷保护措施。采用避雷针（如配电装置进出线构架等）、避雷器（主变压器等）及避雷线和屋面钢筋焊接成网（如户内配电装置等建筑物）的防直击雷措施。在确定接地装置的形式和布置时，尽可能降低接触电势和跨步电势，并使接触电势及跨步电势不超过有关规程的规定值。避雷针设独立的接地装置。避雷针不设在人经常通行的地方，避雷针及其接地装置与道路或出入口距离不小于 3m，否则采取均压措施，或铺设砾石或沥青地面，以保障行人的安全。

(2) 为保证人身和设备的安全，所有电力设备外壳均接地或接零。不同用途和不同电压的电气设备，使用一个总的接地体，接地电阻符合其中最小值的要求。在低压电力网中，不用大地作零线，且零线上不装设开关和熔断器，单相开关装设在相线上。在中性点直接接地的低压电力网中，电力设备的外壳采用低压接零保护。确有困难的地方，采用接地保护，同时装设自动切除接地故障的继电保护装置，使用绝缘垫、安全围栏或采取均压等安全措施。零线在电源处接地，电缆在引入建筑物处，零线重复接地（距接地点不超过 50 m 除外）。

(3) 交流电力设备的接地线采用专用接地线接地，每个接地部分的接地线与接地干线相连，不在一个接地线中串接几个接地部分。

(4) 不使用蛇形管和保温管的金属网或外皮以及低压照明网络的导线铅皮作接地线。

(5) 为防止超高压设备的电磁场干扰、防雷电感应、雷电波的侵入对电子信号系统的干扰，电气设备输入回路装设避雷器。

(6) 防止电气误操作

隔离开关与相应的断路器和接地刀闸之间装设有闭锁装置。

高压开关柜采用具有“五防”功能的设备。

为保证机组安全，各项保护回路均考虑有防止拒动和误动的措施。当保护系统电源中断或恢复，不会发出误动作指令。

(7) 带电设备与操作人员间的隔离防护措施以及事故应急措施

要求厂家提供符合国家规定的绝缘要求的电气设备。低压配电盘采用在运行维护及检修中均能保证人员安全的产品。250V 以上的电压不进入控制屏（台）和保护屏。

所有带电设备的安全净距不小于各有关规程规定的最小值。

低压裸体布线至地面的距离，不小于 3.5m；采用网孔遮拦时，不小于 2.5m。根据需要，在插座等处设置漏电保护装置。

插接式母线至地面的距离不小于 2.2m，其终端封闭。

所有带电部位都设带电危险标志。根据电气设备生产和维护的安全要求，在适当的场所或地点，装设灯光或音响信号。

(8) 防机械伤害和坠落伤害

风机的机械转动部件设置防护罩。

所有平台、走台（步道）、升降口、吊装孔、坑池边等有坠落危险处，均设置栏杆或盖板。所有防护栏杆及钢直梯护笼等的设计和施工按《固定式钢梯及平台安全要求 第 3 部分：工业防护栏杆及钢平台》（GB4053.3-2009）的要求，钢直梯的设计和施工按《固定式钢直梯工业安全技术条件第 1 部分：钢直梯》（GB4053.1-2009）的要求，钢斜梯的设计和施工按《固定式钢斜梯安全技术条件 第 2 部分：钢斜梯》

（GB4053.2-2009）的要求。

采用防滑楼梯、钢梯、钢平台等。

11.3.5 防暑、防潮

35kV 配电室采用防雨百叶自然进风、墙上轴流风机机械排风。为保证潮湿多雨季节室内不过于潮湿，防雨百叶内侧设有推拉窗可关闭。

主控室冬夏季室内设计温度在 18~24℃范围内，二次设备室内设计温度冬季不小于 5℃、夏季在 26℃~28℃范围内，温度变化率每小时不应超过±5℃，设计相对湿度在 45~70%范围内，任何情况下无凝露。采用风冷分体空调就地布置。

办公、会议、餐厅其它要求空调的房间夏季室内设计温度为 26~28℃，采用风冷分体柜式或壁挂式空调。

11.3.6 防噪声、防振动

(1) 主控室的围护结构（墙、门、窗、楼板等）进行隔音设计；采用隔音门窗；塞填、密实各种缝隙孔洞；墙面和天棚采用吸声材料贴面等，室内的噪声得到有效的控制。

(2) 一般正常运行时，工人在值班室、控制室内操作。运行巡视或检修时，若要去高噪声场所，则戴防噪声头盔或耳罩等，防止噪声伤害。

11.3.7 其它安全、卫生措施

(1) 防电磁辐射

对进入工频电场辐射范围作业的工作人员，要求配备工频电场报警仪表。

(2) 安全、卫生警示标识

在有较大危险因素的生产经营场所和有关设施、设备上，设置明显的安全标志、警告标志、防误操作警示标志。

11.4 风电场安全卫生机构设置、人员配备及安全管理制度

11.4.1 风电场安全与卫生机构及专项设施配置

本期工程不需要配备专门的卫生机构，风电场职工可以就近到镇医院看病就诊。

风电场设置专门的安全生产监督机构，定期对风电场内生产设施进行安全检查，并对工人进行安全教育。设安全教育室（会议室），配齐安全教育设备和器材（摄像机、电视机、录相机、照像机、幻灯机等）。

生产人员活动主要场所（控制楼）按规定设男女厕所、洗手水池、更衣休息室等。并设有浴室、夜班人员休息室等。

配备职业卫生及安全防护用品用具和必备急救设施。

11.4.2 风电场安全生产监督制度

为了监督与安全生产有关的各项规章制度、反事故措施和上级有关安全生产指示的贯彻执行，对违章违规作业进行检查，本工程应结合风电场的实际情况制定安全生产监察制度。安全生产监察制度应规定安全生产监察的内容、安全监察人员的职权及职业标准、安全监察例行工作、事故调查、事故分析、事故预防、安全监察通知书等内容。

11.4.3 消防、防止电气误操作、防高空坠落等管理制度

消防和防火是变电站安全工作的重点，为保证严格执行消防法规，正确使用变电站的消防设备，加强员工防火意识，防止火灾事故的发生，变电站应制定详细的消防工作制度。消防工作制度规定消防管理的内容、消防管理的职责和权利、消防设备检查、定期消防知识和技能培训等内容，具体消防管理制度如下：

（1）消防管理人员全面负责开关站内和风力发电场防火、消防工作。

（2）消防工作人员应对变电站内和风力发电场存在火灾危害因素的场所进行定期检查，对检查过程中发现的问题及时上报和处理。

（3）按照消防设备使用及保养要求，对开关站内消防设备进行定期检查，损坏的设备要及时维修，过期设备从新购置，以保证设备的正常使用。

（4）定期对开关站内工作人员进行消防培训，培训内容包括消防设备的使用、开关站防火常识、紧急情况逃生自救等内容。

电气误操作可造成重大的生产事故和人体伤害事故，为保证风电场工作人员和设备的安全，开关站应制定防止电气误操作的管理制度，规定电气操作、检修作业的程序及要求、防止误操作管理、防止误操作培训等内容，具体防止电气误操作制度如下：

（1）依据国家有关规定和行业规范的规定，制定电气操作票制度、严格管理电气操作、加强电气操作人员培训。

（2）结合风力发电场具体情况对电气设备检修制定检修票制度，以防止检修期间发生触电事故。

（3）制定员工培训制度，定期对员工进行安全教育，组织员工学习电气误操作相关规定。

风电场在设备检修时存在高空坠落危害因素，为降低该类事故的发生，制定风电场设备检修制度，规定风电场设备检修工作程序、工作制度、员工培训等内容，具体

防高空坠落制度如下：

- ① 对风力发电机组助力攀爬设备定期检修，保证设备的正常运行。
- ② 设备检修攀爬风力发电机组塔筒要求严格按照操作要求，系好安全带，在攀爬前检查安全带锁扣是否扣好，不系安全带严禁攀爬。
- ③ 风力发电机组检修需要进行吊装作业时，严禁在大风天作业。
- ④ 对员工进行高空作业培训，加强高空作业安全教育。

11.4.4 工业卫生与劳动保护管理规定

为保护运行人员的健康、防止人身事故的发生，风电场应按照国家有关法律法规要求，制定工业卫生与劳动保护管理规定。对防暑降温、放射保护、职业病防治、防毒、女职工特殊保护、劳保用品等内容做出规定。

11.4.5 工作票、操作票管理制度

工作票制度和操作票制度是保证电力安全生产的一项行之有效的管理制度，是《电力安全工作规程 发电厂和变电站电气部分》（GB26860-2011）的核心，是保证风电场和人身安全的重要措施。为严格、高效率执行工作票和操作票制度，本风电场工程结合自身情况制定详细的、高效的工作票和操作票制度。

11.4.6 事故调查处理与事故统计制度

本风电场工程应按照国家《特别重大事故调查程序暂行规定》等法规要求，建立调查、事故上报和事故统计制度，以保证事故发生后及时处理。事故纪录采用计算机技术进行记录，以方便统计。妥善利用事故统计资料，从中吸取总结经验教训，避免同类事故再次发生。

11.4.7 其它劳动安全、工业卫生管理制度

按照国家和地方有关法律法规规定，开关站和风电场还应制定机动车辆的安全管理制度，结合风电场具体情况可制定安全培训制度，安全奖罚制度，临时工的安全管理规定，安全生产例会等制度。通过以上制度，使安全生产达有制可依，保障风电场的正常运行和职工的人身安全与健康。

11.5 事故应急救援预案

根据《安全生产许可证条例》（中华人民共和国国务院令第 653 号）第六条规定，企业要取得安全生产许可证，应当具备的安全生产条件之一就是：有生产安全事故应急救援预案、应急救援组织（或者应急救援人员），配备必要的应急救援器材、设备。

对风电场的突发事故应有一个系统的应急救援预案。应急救援预案须在风电场投产前经有关部门的审批。预案应对风电场在运行过程中出现的突发事故有一个较全面的处理手段，在事故发生的第一时间内及时做出反应，采取措施防止事故的进一步扩大并及时向有关领导汇报，在事故未查明之前，当班运行人员应保护事故现场和防止损坏设备，特殊情况例外（如抢救人员生命等）。风电场应制定针对突发重大事故的预警机制、紧急处理能力与应急救援行动方案。

11.5.1 事故应急预案的原则

生产经营单位安全生产事故应急预案是国家安全生产应急预案体系的重要组成部分。制订生产经营单位安全生产事故应急预案应贯彻落实“安全第一、预防为主、综合治理”方针，规范生产经营单位应急管理工作，提高应对和防范风险与事故的能力，保证职工安全健康和公众生命安全，最大限度地减少财产损失、环境损害和社会影响。

11.5.2 应急预案编制要求

（1）根据实际情况，按事故的性质、类型、影响范围严重后果等分等级地制定相应的预案。为使预案更有针对性和能迅速应用，一般要制定出不同类型的应急预案，如火灾型、爆炸型等。

（2）一个单位的不同类型的应急预案要形成统一整体，救援力量要统筹安排。

（3）要切合本系统、单位的实际条件制定预案。

（4）制定的预案要有权威性，各级应急组织要职责明确，通力协作。

（5）预案制定要定期演习和复查，要根据实际情况定期检查和修正。

（6）应急队伍要进行专业培训，并要有培训记录和档案，应急人员通过考核证实确能胜任所担负的应急任务后，才能上岗。

（7）各专业队平时就要组建落实并配有相应器材，应急器材要定期检查，保证设备性能完好。

11.5.3 应急预案编制程序

（1）成立应急预案编制工作组；

（2）资料收集；

（3）危险源与风险分析；

（4）应急能力评估；

(5) 应急预案编制；

(6) 应急预案评审与发布。

11.5.4 本工程应编制的主要事故应急救援预案

根据风电场生产特点、危险因素情况，分析该工程可能发生的重特大事故类型、事故发生过程、破坏范围及事故后果，确定需要编制应急救援预案的类型。

建议该工程对以下重特大事故编制应急救援预案：

防淹、防火、防触电事故预案、电气误操作事故预案、风机机组损坏事故预案、继电保护事故预案、变压器损坏和互感器爆炸事故预案、开关设备事故预案、接地网事故预案等事故预案。

施工期爆破及火工器材管理、施工区内运输、施工及检修期大件吊装、高空作业、交叉作业等危险点的安全生产事故应急救援预案。

11.6 预期效果

(1) 本工程土建、机电、消防、通风等专业均根据有关规程规范进行设计，通过采取一系列行之有效的安全技术措施，从设备选择、生产制造、安装、运行等多方面保证生产人员的安全与健康，加之生产管理部门严格的规章制度，风电场是可以有效地防止事故发生，做到安全发供电。本风电场采用了土建、电气、机械、防火、通风等安全技术设计后，只要实施阶段加强管理，各级部门充分重视，认真贯彻“安全第一，预防为主”的方针，是可以杜绝重大事故发生，可保证运行、维护人员的身心健康。

(2) 工程施工完成后，需按规定进行劳动安全卫生设施竣工验收及劳动环境分级监测，并编制《重大事故应急救援方案》，经有关部门验收合格后，方可投入正式生产和使用。

(3) 风电场的事故起因多是违反操作规程所致。因此，应健全安全操作规程，加强安全思想教育，经常督促检查职工严格执行各种运行安全操作规程，保证风电场安全运行，防止事故发生。

(4) 应根据《职业病防治法》和《职业健康监护管理办法》的规定，对从事接触职业病危害作业的劳动者进行职业健康检查。

11.7 存在问题及建议

(1) 工程施工安装完成后，需按规定进行劳动安全卫生设施竣工验收及劳动环

境分级监测，并编制《重大事故应急救援方案》，经有关部门验收合格后，方可投入正式生产和使用。

（2）风电场的事故起因多是违反操作规程所致。因此，应健全安全操作规程，加强安全思想教育，经常督促检查职工严格执行各种运行安全操作规程，保证风电场安全运行，防止事故发生。

（3）应根据《职业病防治法》和《职业健康监护管理办法》的规定，对从事接触职业病危害作业的劳动者进行职业健康检查。

12 工程概算

12.1 工程概况

本工程拟安装 144 台风力发电机组，其中单台容量为 6.25MW 的风机为 64 台，单台容量为 7.5MW 的风机为 80 台，总装机容量 1000MW。

资金来源：资本金占总投资的 20%，其余 80%为银行贷款。

工程静态投资 369316.01 万元，工程动态投资 373734.55 万元。单位千瓦静态投资 3693.16 元/kW，单位千瓦动态投资 3737.35 元/kW。

本工程计划一次建成，建设工期为 12 个月。

12.2 主要编制原则及依据

12.2.1 主要编制原则

本概算静态投资编制水平年为 2025 年，依据国家、部门现行的有关文件规定、费用定额、费率标准等编制。建筑主要材料价格参考 2025 年第一季度甘肃区的材料信息价计入。主要设备参考设备近期订货价或 2025 年设备询价；安装主要装置性材料综合价格参考市场价格。

12.2.2 主要编制依据

（1）国家能源局发布的 NB/T 31011-2019《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》。

（2）国家能源局发布的 NB/T 31010-2019《陆上风电场工程概算定额》。

（3）可再生定额[2019]14 号“关于调整水电工程、风电场工程及光伏发电工程计价依据中建筑安装工程增值税税率及相关系数的通知”

（4）可再生定额[2022]39 号“关于调整水电工程、风电场工程及光伏发电工程计价依据中安全文明施工措施费费用标准的通知”

（5）其它有关规定。

（6）本工程提供的有关设计资料。

12.3 基础资料

12.3.1 主要机电设备价格

风电机组采用 64 台 6.25MW+80 台 7.5MW 大型风力发电机组，6.25MW 按 1950 元/kW（含塔筒及附属构件），7.5MW 按 1835 元/kW（含塔筒及附属构件）；

主变压器 SFPF-360000/330 按 1435 万元/台；

其它机电设备按国内近期询价价格水平计列。

12.3.2 主要材料预算价格及人工预算价格

人工单价按中华人民共和国能源行业标准颁布的《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》规定计算。

12.4 费率指标

(1) 建筑安装工程单价由直接费（包含措施费）、间接费、利润、税金组成。

(2) 直接费包括直接工程费和措施费

① 直接工程费=人工费+材料费+施工机械使用费

② 措施费按表 12.4-1 计算

表 12.4-1 措施费费率指标表

序号	措施费	工程类别	计算基数	措施费率	
1	冬雨季施工增加费	建筑工程	人工费+机械费	1.37%	
		安装工程	机组、塔筒设备	人工费+机械费	1.07%
			线路工程	人工费+机械费	3.11%
			其他设备	人工费+机械费	3.61%
2	夜间施工增加费	建筑工程	人工费+机械费	0.11%	
		安装工程	机组、塔筒设备	人工费+机械费	0.06%
			线路工程	人工费+机械费	0.08%
			其他设备	人工费+机械费	0.17%
3	临时设施	建筑工程	人工费+机械费	6.28%	
		安装工程	机组、塔筒设备	人工费+机械费	2.08%
			线路工程	人工费+机械费	2.59%
			其他设备	人工费+机械费	0.63%
4	施工工具用具使用费	建筑工程	人工费+机械费	1.34%	
		安装工程	机组、塔筒设备	人工费+机械费	0.67%
			线路工程	人工费+机械费	2.63%
			其他设备	人工费+机械费	0.074%
5	其他费	建筑工程	人工费+机械费	1.86%	
		安装工程	机组、塔筒设备	人工费+机械费	1.73%
			线路工程	人工费+机械费	2.40%
			其他设备	人工费+机械费	2.30%

(3) 间接费按表 12.4-2 计算

表 12.4-2 间接费费率指标表

序号	工程类别	计算基数	间接费
1	建筑工程	人工费+机械费	27.66%
2	安装工程	人工费	74%

(4) 利润=(人工费+机械费+措施费+间接费)×利润率 其中利润率取 10%。

税金=(直接费+间接费+利润)×增税率 其中税率取 9%。

用地费用：风机、箱变、升压站、永久征地及架空线路杆塔用地费用(含补偿，土

地出让费等)暂按 34000 元/亩，道路长期用地费暂按 250 元/亩/年，草地补偿费按 1800 元/亩计列。

勘测设计费：按国家计委、建设部计价格【2002】10 号文颁布的《工程勘察设计收费管理规定》计算确定。按国家能源局发布的《风电场勘察设计收费标准》(NB/T 31007-2011)计算确定。

基本预备费：费率按 1.5%计列。

涨价预备费：依据国家计委计投资[1999]1340 号文，投资价格指数按零计算。

工程建设期贷款利息：贷款年利率按年计息，按 LPR 贷款利率 3.60%计列。

12.5 其它

本工程送出线路+对侧间隔费用按 23396 万元暂估。

12.6 工程总概算表

12.6-1 工程总概算表

编号	工程或费用名称	设备购置费 (万元)	建安工程费 (万元)	其他费用 (万元)	合计 (万元)	占总投资 比例 (%)
一	施工辅助工程		5838.25		5838.25	1.56
1	施工供电工程		320.00		320.00	
2	风电机组安装平台工程		1602.02		1602.02	
3	其他施工辅助工程		1688.00		1688.00	
4	安全文明施工措施		2228.24		2228.24	
二	设备及安装工程	233489.86	45445.97		278935.82	74.63
1	发电设备及安装工程	202122.90	16820.21		218943.11	
2	集电线路设备及安装工程		20977.54		20977.54	
3	升压站变配电设备及安装工程	30942.21	7557.94		38500.15	
4	其他设备及安装工程	424.75	90.28		515.03	
三	建筑工程		40120.30		40120.30	10.73
1	发电场工程		21126.24		21126.24	
2	集电线路工程		153.76		153.76	
3	升压变电站工程		4192.35		4192.35	
3	交通工程		8417.40		8417.40	
4	其他建筑工程		6230.55		6230.55	
四	其他费用			15016.96	15016.96	4.02
1	项目建设用地费			2035.83	2035.83	
2	工程前期费			1500.00	1500.00	
3	项目建设管理费			5177.00	5177.00	
4	生产准备费			1283.34	1283.34	
5	科研勘察设计费			3531.80	3531.80	
6	其他税费			1489.00	1489.00	
	一至四部分投资合计				339911.34	90.95
五	基本预备费				5098.67	1.36
六	送出线路+对侧间隔				23396.00	6.26
	兰州集控中心				910.00	0.24
	工程静态投资（一~六） 部分合计				369316.01	98.82
七	价差预备费					

编号	工程或费用名称	设备购置费 (万元)	建安工程费 (万元)	其他费用 (万元)	合计 (万元)	占总投资 比例 (%)
八	建设期利息				4418.54	1.18
九	工程总投资（一~七）部分合计				373734.55	100.00
	风电场单位千瓦的静态投资（元/kW）				3693.16	
	风电场单位千瓦的动态投资（元/kW）				3737.35	

13 财务评价与社会效果分析

13.1 财务评价依据

(1) 依据国家发改委、建设部发改投资(2006)1325 号文关于印发建设工程经济评价方法与参数（第三版）的通知、以及现行国家颁发的有关财、税规定编制。编制工具采用中国水电工程顾问集团公司与北京木联能软件技术有限公司联合开发的风电工程经济评价软件。

(2) 经济评价规范依据中华人民共和国能源行业标准《风电场项目经济评价规范》（NB/T 31085-2016）。

13.2 投资总额及资金筹措

(1) 本工程静态投资总额为 369316.01 万元；建设期利息 4418.54 万元，流动资金 4000.00 万元，含流动资金总投资为 377734.55 万元；抵扣增值税 38199.31 万元

(2) 资金筹措与贷款条件：本风力发电工程为我国内资工程，资本金占动态总投资 20%，其余为国内银行人民币贷款，长期贷款年利率按 3.00% 计算；流动资金按 40 元/KW 估算，其中 30% 为铺底流动资金，短期贷款年利率为 2.30%。

13.3 成本数据

本期装机容量：1000MW

计算期：计算期 21 年，其中建设期 1 年。

风电折旧年限：20 年

风电及储能固定资产残值比例：5%

定员：150 人，8.6 万元/年/人，70%福利费；

修理费用：运营期第 1-5 年按 0.5%，6-10 年按 1%，10-15 年按 1.5%，15-20 年按 2%计列；

材料费用：按 15 元/kW 计列；

其他费用：按 30 元/kW 计列；

风电固定资产保险费率：按固定资产原值 0.25%；

线路运维费：按线路投资 2.5%，520 万元/年计列；

本项目等效满负荷年发电利用小时数 2635h，本项目考虑弃风率运营期 1-5 年按 30%，运营期 6-10 年按 15%。项目考虑弃风后小时数 2338.56h。

13.4 损益数据

(1) 增值税及附加：电力工程缴纳的税金包括增值税、销售税金附加、所得税，其中：增值税为价外税，增值税率按照财政部和国家税务总局政策，销售风力生产的电力实行即征即退 50%的政策；增值税率为 13%，附加税有城市维护建设税 5%、教育附加费 3%，地方教育附加费 2%，以上附加税以增值税为基础征收。

(2) 所得税：所得税按应纳税所得额计算，本工程的应纳税所得额为发电销售收入扣除成本和销售税金附加后的余额。根据新颁布的《中华人民共和国企业所得税法》，所得税按照 25%征收。

根据财政部、国家税务总局和国家发展改革委联合发布《关于公布公共基础设施企业所得税优惠目录(2008 年版)的通知》（财税[2008]116 号），自 2009 年 1 月 1 日起，在维持现行增值税税率不变的前提下，允许企业逐年抵扣其新购进设备所含的进项税额。风电企业享受所得税三免三减半的优惠(自工程取得生产经营收入的第一个纳税年度起，前三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。

根据财政部、国家税务总局和国家发展改革委联合发布《关于延续西部大开发企业所得税政策的公共》（财税[2020]23 号），自 2021 年 1 月 1 日至 2030 年 12 月 31 日，对设在西部地区的鼓励类产业企业减按 15%的税率征收企业所得税。

(3) 盈余公积金：按所得税后利润的 10%计取，公益金依据财政部《财企(2006)67 号》文规定：从 2006 年 1 月 1 日起不再提取公益金。

13.5 成本估算

本工程发电成本主要包括折旧费、修理费、职工工资及福利费、保险费、其它费用和利息支出等。

修理费=固定资产价值×修理费率

职工工资及福利费等=职工人均年工资×定员×(1+福利劳保费等提取率)

保险费=固定资产价值×保险费率

其它费用=装机容量×其它费用定额

利息支出=流动资金贷款利息+生产期固定资产贷款利息+短期贷款利息

发电经营成本为不包括折旧费、摊销费和利息支出的全部费用。

本工程经营期年均成本费用为 31780.97 万元，其中：年均经营成本 12190.80 万元。详见总成本费用表。

13.6 发电效益计算

（1）上网电价

根据甘肃省 2024 年第一季度新能源风力发电侧市场结算电价 0.228 元/kwh, 测算各项财务指标。

（2）销售收入

本项目年等效满负荷利用小时数为 2635 小时, 本项目考虑弃风率运营期 1-5 年按 30%, 运营期 6-10 年按 15%。项目考虑弃风后小时数 2338.56h。

发电收入是上网电量和上网电价的乘积, 项目平均上网电量 2338.56 GW·h (4) 税金

本工程经营期年均缴纳附加税 422.41 万元, 年均所得税 17093.82 万元。

（5）利润

发电利润 = 发电收入 - 发电成本 - 销售税金附加

净利润 = 发电利润 - 所得税

税后利润提取法定盈余公积金 10%, 剩余部分为可分配利润, 再扣除应付利润即为未分配利润。

本工程经营期发电年均利润总额约 17093.82 万元。

风电场发电收入、税金、利润计算详见利润与利润分配表。

13.7 清偿能力分析

（1）还贷平衡计算

本工程贷款按等额本金方式偿还, 长期贷款预定还款期 15 年, 贷款本金采用折旧、摊销费（本工程暂不计列无形资产和递延资产）以及未分配的利润来偿还, 利息进入当年财务费用, 工程施工期间不还本付息。计算结果表明, 工程在开工后 15 年内还清固定资产本息。

贷款偿还平衡计算详见还本付息表。

（2）资产负债率

计算表明, 本工程在建设期负债率较高, 随着机组投产发电, 资产负债率逐渐下降; 还清固定资产本息后, 资产负债率很低, 在 1% 以下, 说明该工程具有偿还债务的能力。

详见资产负债表。

13.8 盈利能力分析

本风电场生产期为 20 年，在计算期内，各工程及设备不考虑更新，基准收益率按 6% 计算。

总投资收益率（ROI）=年平均息税前利润/总投资

投资利税率=年平均利税总额/总投资

资本金利润率（ROE）=年净利润/资本金

本工程总投资收益率、投资利税率、资本金净利润率分别为 5.49%、4.64% 和 17.24%。

13.9 主要经济指标

表13.9-1 财务指标汇总表

序号	项目	单位	数值
1	装机容量	MW	1000.00
2	年上网电量	MWh	2338562.50
3	总投资	万元	377734.55
4	建设期利息	万元	4418.54
5	流动资金	万元	4000.00
6	销售收入总额(不含增值税)	万元	943703.10
7	总成本费用	万元	635619.44
8	营业税金附加总额	万元	8448.21
9	发电利润总额	万元	341876.49
10	经营期平均电价（不含增值税）	元/kWh	0.2018
11	经营期平均电价（含增值税）	元/kWh	0.228
12	工程投资回收期（所得税前）	年	11.52
13	工程投资回收期（所得税后）	年	12.26
14	工程投资财务内部收益率（所得税前）	%	7.84
15	工程投资财务内部收益率（所得税后）	%	6.65
16	工程投资财务净现值（所得税前）	万元	59112.10
17	工程投资财务净现值（所得税后）	万元	19745.76
18	资本金财务内部收益率	%	12.30
19	资本金财务净现值	万元	71266.54
20	总投资收益率（ROI）	%	5.49
21	投资利税率	%	4.64
22	工程资本金净利润率（ROE）	%	17.24

23	资产负债率（最大值）	%	80.00
24	盈亏平衡点（生产能力利用率）	%	67.96
25	盈亏平衡点（年产量）	MWh	1589337.64

13.10 敏感性分析

根据本工程的特点，测算静态总投资、发电利用小时等不确定因素单因素变化时，对工程全投资内部收益率、资本金内部收益率影响的敏感性分析可以看出，投资、发电利用小时数、电价的变化对财务指标的影响都比较大。在施工中，应切实落实资金筹措计划，在建设中加强管理，控制投资的增加，确保工程如期发电。

表13.10-1 敏感性分析表

方案类型	变化幅度 (%)	投资回收期(所得税后)(年)	项目投资财务内部收益率(所得税前)(%)	项目投资财务内部收益率(所得税后)(%)	资本金财务内部收益率 (%)	项目投资财务净现值(所得税后)(万元)	资本金财务净现值(万元)
投资变化分析	-20.00	10.21	10.91	9.44	20.76	87237.45	128670.76
	-10.00	11.29	9.25	7.93	15.97	53519.68	99996.73
	-5.00	11.78	8.52	7.26	14.03	36652.13	85651.04
	0.00	12.26	7.84	6.65	12.30	19745.76	71266.54
	5.00	12.75	7.21	6.09	10.76	2839.39	56882.05
	10.00	13.23	6.62	5.57	9.38	-14071.75	42492.77
	20.00	14.21	5.55	4.62	7.00	-47974.07	13835.23
上网产量变化分析	-25.00	16.42	3.60	2.92	2.69	-86911.81	-39014.97
	-20.00	15.32	4.52	3.71	4.80	-65521.33	-13985.02
	-15.00	14.40	5.39	4.48	6.67	-44182.58	7789.56
	-10.00	13.59	6.24	5.22	8.50	-22844.86	28722.33
	-5.00	12.89	7.05	5.95	10.38	-1542.92	49977.86
	0.00	12.26	7.84	6.65	12.30	19745.76	71266.54
	5.00	11.71	8.60	7.35	14.27	41034.44	92555.22
电价变化分析	-20.00	15.32	4.52	3.71	4.80	-65521.33	-13985.02
	-15.00	14.40	5.39	4.48	6.67	-44182.58	7789.56
	-10.00	13.59	6.24	5.22	8.50	-22844.86	28722.33
	0.00	12.26	7.84	6.65	12.30	19745.76	71266.54
	5.00	11.71	8.60	7.35	14.27	41034.44	92555.22
	10.00	11.21	9.35	8.02	16.28	62289.93	113810.71
	15.00	10.72	10.07	8.68	18.34	83533.93	135054.72

从表中可以看出，投资、发电利用小时数、电价的变化对财务指标的影响都比较大。在施工中，应切实落实资金筹措计划，在建设中加强管理，控制投资的增加，确

保工程如期发电。

13.11 财务评价结论

风力发电是清洁能源，符合国家环保、节能政策，是环境效益最好的能源之一，是我国鼓励和支持开发的可持续发展的新能源。开发风能风电场的开发建设可有效减少常规能源尤其是煤炭资源的消耗，保护生态环境，风电场建成以后，既可以提供一定的电力，又不增加环境的压力，还可以为当地增加新的旅游景观，所以风电场的建设具有明显的社会环境效益。

本工程财务评价，主要采用动态分析，按现行财会制度和税收法规进行测算。分析计算结果表明，本工程在甘肃省新能源发电市场化交易电价 0.228 元/KWh，具有一定的盈利能力和偿债能力，项目投资回收期为 12.26 年（税后），资本金财务内部收益率 12.30%；符合集团收益率要求，具有财务可行性。在下一阶段中，通过设计方案的优化，以及在建设过程中合理规范招标机制，亦可以有效降低工程造价，进一步提高经济效益。但在工程实施过程中应及时注意各种风险，以便采取措施，防止降低盈利能力。

13.12 风险分析

13.12.1 风险因素识别

拟建的风电场工程位于甘肃省玉门市境内的戈壁滩平原，仅局部地段位于丘陵山地地貌。海拔高程 1420m~1640m。场址西南距玉门市直线距离约 108km，玉门市至场区有乡镇公路相连，对外交通较为便利。风电场规划建设 64 台 6250kW+80 台 7500kW（其中一台限发到 7050kW）的风力发电机组，规划总装机容量为 1000MW，并新建 1 座 330kV 升压站。根据《风电场工程等级划分及设计安全标准》（NB/T10101-2018），工程规模等级为大型，机组塔架地基基础设计级别为甲级。

场址区域风能资源丰富，交通条件便利，是建设风电场较为理想的场所。

综合运用系统论的观点对工程进行全面考察综合分析，从自然条件、安全、技术、市场、资金、政策等方面辨别工程的主要风险因素有：

（1）规划选址

根据现场调查以及与县国土资源局、规划局、林业局、水利局、环境保护局、文管局、人武部等部门就风电场选址范围进行对接，是否存在规划、生态红线等敏感因素冲突。

（2）公众参与

工程建设单位进行公众调查，是否得到当地有关部门支持，是否存在利益相关者之间、利益相关者与工程之间在利益、价值观和心理感受等方面存在矛盾冲突的可能性，这可能会对工程开展产生影响。

（3）征地赔偿带来的风险

工程建设过程可能因征用村民土地造成村民对征用土地的补偿标准、补偿程序、补偿方案不满，或因征用村民土地造成村民就业困难或收入下降。

（4）自然灾害影响

本工程位于场址范围较大，地形较为复杂，且易受低温、暴雨和雷击影响。风机机位、场场区道路可能因暴雨造成水土流失，道路泥泞；风机、电气设备及集电线路可能因雷电侵袭造成短路、跳闸。

（5）风机设备选型

本工程可研阶段为最大化利用风能资源，选择单机容量为 6.7MW 的风力发电机组，该机型单机容量大、可靠性高，具有较好的经济性。但也可能因此造成在风机招标阶段风机设备的可选择性较少，风机设备供货商趁机涨价等问题。

（6）风机噪声和振动影响

本工程部分道路距离居民点较近，施工时会产生一定的噪声影响。风电机组施工过程中，施工机械会产生噪声；风电机组运行时，会产生噪声。

（7）水土流失

本工程建设过程中，开挖、占用、碾压等损坏原有水土保持设施，同时，扰动原地形地貌，形成裸露面和大量松散的土石方等，使工程区土壤可蚀性指数升高，表层土抗蚀能力减弱，加剧原有的水土流失。

（8）对生物多样性的影响

场址范围内暂未发现文物古迹、自然保护区、珍稀野生动植物保护区。因动物移动灵活、活动范围大，施工过程和建成运营期可能影响部分动物的生活与活动，如影响动物栖息、觅食及鸟类的飞行等行为。

（9）对周边交通影响

施工期，重长件设备运输方案对周边人群交通出行有一定影响，运行期工程对周边交通基本不产生影响。

（10）施工安全、卫生与职业健康风险

风电场施工过程以及风机设备运输过程中存在着因高空作业、机械作业和车辆作业，而造成车辆伤害、起重伤害、高空坠落、坍塌、物体打击等事故伤害的风险。

（11）生产安全风险

风电场在运行过程中可能因为人为疏忽与管理不当、自然条件和设备缺陷而引发火灾、爆炸、触电、机械伤害、高处坠落、车辆伤害、物体打击、高温中暑、中毒危害等事故。

13.12.2 风险程度分析

以上对各风险因素进行了定性分析，下面对各风险因素进行风险程度定量估计，见表13.11-1。

表 13.11-1 主要风险因素及其风险程度汇总表

序号	风险因素(W)	风险程度(R)
风险 1	立项过程中公众参与	较小
风险 2	土地征收征用补偿标准	较大
风险 3	土地征收补偿程序和方案	一般
风险 4	工程方案	较小
风险 5	噪声和振动影响	较小
风险 6	水土流失	较大
风险 7	对生物多样性的影响	较小
风险 8	对周边交通的影响	较小
风险 9	施工安全	一般
风险 10	生产安全	一般

本工程主要风险因素为土地征收征用补偿标准风险，水土流失风险，土地征收补偿程序和方案风险，施工安全及生产安全。工程准备阶段的土地征收征用与补偿环节存在风险，原因在于补偿标准与公众希冀的标准可能存在差距，或补偿发放过程发生不及时、被截留等现象，引起利益相关者不认可或不满；水土流失风险表现在工程建设过程中存在场地/道路开挖、植被砍伐等作业，因保护不当造成水土流失的损失较大，恢复较难，工期较长，因此风险较大；工程施工过程存在较多的风险隐患，如车辆伤害、起重伤害、高空坠落、物体打击等；施工阶段车辆（特别是大长件运输卡车）出入施工现场，造当地交通压力增加，甚至存在交通事故风险，给周边人群出行造成一定影响，但随工程施工结束，影响结束，是短期影响；“安全生产大于天”，生产安全

风险是长期影响，只要运行维护人员严格按照相关制度和规范操作，就能有效降低事故风险的发生。由于风电场地处山区，可能有引发林区火灾的风险，其后果较为严重。

其次是对周边交通的影响风险、对生物多样性的影响，噪声和振动影响风险，工程方案风险，立项过程中公众参与风险。工程对区域生物多样性的影响不仅表现在建设阶段，也表现在生产运行阶段，是长期性影响；是否使用成熟技术、涉及到公共安全和环境影响的内容是否经相关资质单位论证设计是工程方案风险的重要内容，且该风险为长期影响；由于立项过程未进行公示及风险调查，未让当地群众了解本工程，导致公众参与程度不够，引起周边居民不满而引发集会、上访等群体性事件概率较低，因此风险为较小等级。

13.12.3 风险防范和化解措施

（1）切实做好群众工作，做好工程公示公告与公众参与工作，征求各方意见，发挥媒体监督和正面舆论作用。

（2）做好被征用地农民社会保障工作，严格按照国家、地方相关征地补偿文件要求，制定合理合规的征地补偿标准，广泛、深入地征求利益相关者的意见和要求，依法依规最大限度地满足其意愿。

（3）制定切实可行的补偿方案，依法签订征用地协议，根据协议及时做好补偿款的到位和土地征用工作。

（4）优化风机、道路布设规划设计，选用经济效益好、噪声小的风机产品。

（5）采取防护措施，尽量避免噪声扰民，风机与民房距离大于 500 m。

（6）建设过程按照水土保持报告提出的工程措施、植物措施、临时措施对本工程水土流失防治分区进行土地整治，并做好水土流失监测工作。

（7）工程准备阶段做好设计、规划及科普宣传工作；工程施工阶段加强施工队伍管理工作。

（8）深入考察，风机场址设计尽量避开珍稀动植物保护敏感点/区域，提高建设施工人员辨识珍稀动植物能力，并估好长期恢复和保护措施。

（9）优化表土临时堆场及土石方临时转运场的布设方案，合理安排施工时序，避免雨季施工，施工过程修筑、完善截排水系统，避免土石方流入水源地和水库及周边安全范围，施工结束后尽快恢复植被以恢复施工期植被减少对水源质量和流量的影响。

（10）施工方案需经过专家、技术单位进行充分讨论和论证，优化施工方案。工程施工前应对施工方案进行认真核实，确保当前环境下施工可安全实施。做好施工事故应急预案，对发生施工事故及时有效处理。

（11）制定设备运输专项方案，加强进场道路施工管理，避免影响周边村民的生产生活。

（12）重视加强施工安全管理，做好施工组织、设计，落实安全生产措施，严格规章制度，做到文明生产、安全施工。

（13）工程投产后，设置护栏和警示标识，制定有效应急预案，安排专门工作人员对风电场进行巡视、维护。

13.13 社会效果分析

13.13.1 招标范围

依据《中华人民共和国招标投标法》，对风电场工程重要机电设备的采购及施工等工程进行招标。本工程招标分为两大块内容，一是风电场场区部分，包括风电机组设备、塔架、箱式变压器、风机基础和接地、机电安装、场区道路施工、集电线路施工；二是 330kV 升压站部分，包括主变、35kV 开关柜、无功补偿装置、综合自动化系统、储能设备等电气设备采购，升压站土建工程等。此外，勘测设计和监理等咨询服务也考虑进行招标。

13.13.2 对当地经济的影响

风电场的建设，有利于甘肃省“十四五”能源发展规划的实现，有利于调整能源结构，提高清洁能源的消费比重。目前风电在甘肃省电力供应中所占比例较小，还存在较大的开发潜力。大规模开发甘肃省的风能资源，有利于减少对省外一次能源输入的依赖，满足能源与环境协调发展的要求，实现能源资源的合理开发利用和优化配置。

风电场工程属清洁能源开发利用工程，本工程经营期年均缴纳附加税 422.41 万元，年均所得税 17093.82 万元，对有效的改善当地的财政收入起一定的促进作用。

13.13.3 对城镇建设的影响

根据初步计算，风电场建成后未考虑弃风条件下年上网电量可达 2911.7GW·h。可以为当地提供清洁无污染的电力，有利于改善调整能源结构，带动区域新能源的开发建设。改善环境、减轻空气污染及温室气体排放，提高非化石能源消费比重。

本风电场建成后，可适当增加地方税收和政府财政收入。电力工程缴纳的税金包括增值税、销售税金附加、所得税，地方税收的增长也有利于城镇建设的发展。

13.13.4 对劳动就业的影响

风电场的建设，预计施工高峰期用工人数可达几百人，风电场的道路建设、部分土建工程的施工均可雇佣当地人力进行建设，对促进当地的劳动就业有一定的作用。工程建成投产后，项目管理人与或外委运维队伍可部分考虑雇佣当地具有相关职业技术能力的人员。

13.13.5 对生态环境的影响

本工程按照环境影响评价报告中提出的保护措施，有计划地实施植被恢复，种植灌草、经济果类、形成规模，以最大程度恢复当地生态环境。风电场区将形成一个结构合理、系统稳定的生态环境，不仅可改变原有较脆弱、抗御自然灾害能力差的自然环境，而且可以起到以点代面、示范推广的作用，使人们不仅可以观赏到壮观的风机群，也可感受到园林式的生态美，激发人们保护自然环境的热情，促进当地经济与环境的协调发展。

13.13.6 节能减排效益

本风电场装机容量 1000MW，未考虑弃风条件下年上网电量 2635.239GW·h。与先进燃煤机组相比，由于利用的是当地清洁风能资源，按照 2023 年全国平均供电标煤煤耗 300.7g/kWh 计，每年可以节约标煤约 79.24×10⁴t，减少二氧化碳排放 217.15×10⁴t/a，减少二氧化硫排放 218.73t，减少氮氧化物排放 350.50t，减少烟尘排放 44.8t。从节约煤炭资源和环境保护角度来分析，风电场的建设具有明显的经济效益、社会效益及环境效益。

14 节能降耗

14.1 用能标准和节能规范

14.1.1 相关法律、法规等

- (1) 《中华人民共和国节约能源法》（国家主席令〔2016〕第48号）
- (2) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（国家主席令〔2012〕第54号）
- (3) 《中华人民共和国可再生能源法》（国家主席令〔2009〕第23号）
- (4) 《中华人民共和国建筑法》（国家主席令〔2011〕第46号）
- (5) 《中华人民共和国电力法》（2015版）

14.1.2 行业与区域规划、行业准入与产业政策

- (1) 《固定资产投资工程节能评估和审查办法》（国家发改委令2016年第44号）
- (2) 《可再生能源发电有关管理规定》（发改能源〔2006〕13号）
- (3) 《可再生能源中长期发展规划》（发改能源〔2007〕2174号）
- (4) 《国家发展改革委办公厅关于落实风电发展政策有关要求的通知》（发改办能源〔2009〕224号）
- (5) 《清洁生产审核暂行办法》（国家发改委、国家环保总局令〔2004〕第16号）
- (6) 《促进风电产业发展实施意见》（发改能源〔2006〕2535号）
- (7) 《关于适当调整陆上风电标杆上网电价的通知》（发改价格〔2014〕3008号）
- (8) 《国家节能中心节能评审评价指标通告》（第1号）
- (9) 《产业结构调整指导目录》（2024年本）（修正版）
- (10) 《国家重点节能技术推广目录》（第一批~第六批）
- (11) 《节能机电设备（产品）推广目录》（第一批~第四批）
- (12) 《高耗能落后机电设备（产品）淘汰目录（第一批~第三批）》
- (13) 《部分工业行业淘汰落后生产工艺装备和产品指导目录（2010年本）》（工业产业〔2010〕第122号）
- (14) 《国家重点节能低碳技术推广目录（2014年本，节能部分）》
- (15) 《“节能产品惠民工程”高效电机推广目录》（第一批~第六批）

- (16) 《中国节能技术政策大纲》2006年
- (17) 《国家应对气候变化规划》（2014-2020年）

14.1.3 其它

- (1) 《节能减排统计监测及考核实施方案和办法》（国发〔2007〕36号）
- (2) 《国务院关于加强节能工作的决定》（国发〔2006〕第28号）
- (3) 《节能发电调度办法(试行)》(国办发〔2007〕53号)
- (4) 其它相关技术资料

14.2 能耗状况和能耗指标分析

14.2.1 主要耗能设备及其能耗指标

风电场是指将风能捕获、转换成电能并通过输电线路送入电网的场所，由五部分构成：

- (1) 风力发电机组：捕获风能并将之转换为电能的装置，共144台。
- (2) 35kV升压变压器：将风机发出的电力由1.14kV升压至35kV，共144台。
- (3) 35kV集电线路（架空、电缆相结合）：将风机发出的电力汇集接入330kV升压站内的35kV开关柜；本工程拟将风机分为40组，采用架空线路与直埋电缆敷设相结合的输送方式。
- (4) 35kV配电装置：风电场升压站35kV系统采用单母线接线型式，汇集35kV升压变压器输出的电能，以便接入330kV主变压器的低压侧。

本工程主要工艺流程大体为：风力发电机组捕获风力资源将之转换为电能，风力发电机组出口电压为1.14kV，由风机就地箱式变升压至35kV，由35kV直埋电缆（架空线）接入风电场330kV升压站的35kV高压开关柜，再经升压后由330kV架空线接入电网。

风电场的生产过程是将可再生的风能转化为动能，并通过发电机转化为电能，再通过场内集电线路连接至升压站升压后接入电网。本风电场建成后，运行期内的主要耗能品种为电能。电能耗能工序主要有：风电机组耗电、风机就地升压变压器耗电、集电线路的损耗、升压站内的电气设备耗电和主变压器的损耗及维持风电场正常运行的其它生产、生活用电。本工程未采用国家明令淘汰用能设备、产品目录中的设备。

14.2.2 辅助生产和附属生产设施及其能耗指标

本风电场辅助生产和附属生产设施耗电量包括：采暖通风空调、一次照明及插

座用电耗电量、消防系统耗电，其他能耗还有汽油。

工程总耗电量约为 8735 万 kW.h/年，折合标准煤 10735 吨/年。

14.3 节能措施和节能效果分析

随着我国社会经济的发展，作为二次能源的电能供需矛盾日益突出，严重地制约着国民经济的发展。风能是一种清洁的可再生能源，开发利用风能资源既节约了日益匮乏的矿物资源，风电电力又是对传统的利用矿物能源发电的补充。因此，开发建设风电场本身就是一种节能举措。

14.3.1 生产工艺

风力发电机组捕获风力资源将之转换为电能，经风机箱式变压器、集电线路和升压站后由输入电网。

(1) 该工程利用自然资源——可再生、无污染风能进行发电，将风能转换为电能，并经升压后直接接入当地电网。

(2) 本工程通过机型比选，选择功率曲线较优的机型，拟选择144台风力发电机组，其中单台容量为6.25MW的风机为64台，单台容量为7.5MW的风机为80台。，发电机型式为双馈异步机型，变桨距型风电机组各叶片可以根据风速大小变距转动，使风对叶片的攻角始终保持最佳角度，有效提高风轮转换效率。

(3) 本工程风力发电机输出电压为1.14kV，单机容量为6.7MW。风机出口设置断路器，采用1机1变接线，经风机升压变升压至35kV后接至集电线路。集电线路选择采用35kV电压等级，降低电压损失和功率损耗。

本工程利用风能发电，直接将风能转换为电能。此技术已经广泛应用，并且在发电过程中不消耗一次能源，不仅节能而且还环保，是项符合国家重点鼓励、重点支持的领域。

14.3.2 电气节能

(1) 供配电系统的节能设计

集电线路布置应兼顾各风电场的风机布置，以缩短配电半径，减少线路损耗。结合330kV升压站的推荐位置，本工程选择35kV电压等级的集电线路。

(2) 发电机的节能设计

要求厂家对发电机铁芯采用高导磁性能、低损耗的优质硅钢片，使发电机损耗尽量减小，以提高发电效率。

（3）变压器的节能设计

变压器的空载损耗又称铁损，它是由铁芯涡流损耗及漏磁损耗组成，其值与铁芯材料及制造工艺有关，与负荷大小无关，所以在设计选用变压器时选择节能型变压器。

主变压器采用SFPFZ20型的油浸式变压器，该变压器采用低耗硅钢片，具有结构新颖、高效率低损耗的特点，其较普通型电力变压器一般可降低损耗10~20%。

风机就地升压变压器采用S20型油浸式电力变压器，该变压器采用低耗硅钢片，具有性能稳定、低噪音、低损耗、高效率等特点。风机就地升压变压器的容量与风机功率匹配，以降低损耗。

（4）减少集电线路损耗

线路电阻在通过电流不变时，线路长度越长则电阻值越大。风电场由于其自身特点机组布置相对分散独立，连接各风机及升压变电站的线路经常长达数公里，其造成电能损耗是相当可观的，所以减少线路能耗是场内集电线路等设计中十分重要的。在具体设计工作中，线路上电流一般是不变的，那么要减少线损，只能尽量减少线路电阻。而线路的电阻 $R=\rho*L/S$ ，即与导线电阻率 ρ 、导线长度 L 成正比，与导线截面 S 成反比。所以，要减少电阻值应从以下几个方面考虑：

尽量选用电阻率 ρ 较小的导线，如铜芯导线较佳，铝芯次之。本工程综合考虑经济性与环境条件采用铜芯电缆。

尽可能减少导线长度，在设计中线路应尽量走直线少走弯路。

增大导线截面积，对于较长的线路，在满足载流量，热稳定，保护配合及电压降要求的前提下，在选定线截面时加大一级线截面，以节约能耗。

（5）提高供配电系统的功率因数

提高功率因素可以减少线路无功功率的损耗，从而达到节能目的。风电场内吸收无功的主要有变压器和线路，本着无功就地补偿的原则，同时满足电网对风电上网电能质量的要求。本期工程新配置6套 $\pm 36\text{Mvar}$ 无功补偿装置，可满足无功补偿就地平衡的要求，为优化运行调度、优化运行创造条件。

（6）用电设备节能设计

风电场的用电设备节能设计包括：选用高效节能的电动机；照明设计要充分利用自然光，优先采用节能型灯具，在满足照度及视觉要求的条件下，合理选择和布置灯具。本工程在照明方面采取的节能措施有：

采用高效节能LED替代白炽灯，采用高效节能实用的新光源（如高压钠灯、金属卤化物灯等）及附件（如电子镇流器、环形电感镇流器等）、高效优质的照明灯具（如高效优质反射灯罩等）以达到节约照明用电的效果；

通过优化计算、合理布置灯具、减少灯具使用数量；

通过合理设置分组开关以及对室外照明采用光控或时控、减少照明时间，降低照明能耗。

14.3.3 控制

（1）从制造、设计、安装、验收、调试、运行、检修等多个环节加强设备安全管理，降低风电场内设备故障率。采取切实有效的措施，提高升压站和汇集线系统设备在恶劣运行环境下的运行可靠性。

（2）风电场内的各种二次系统和设备，均满足《电力二次系统安全防护规定》的要求。

（3）本风电场设置独立的计算机监控系统，完成对本风电场电气设备的控制、监视、测量。风力发电机组监控系统的输出按系统规约与升压站的计算机监控系统接口。

14.3.4 运行管理节能

（1）节能管理制度和措施

加强对运行管理人员的专业培训，提高其专业素质，树立节能意识。

加强对各类管线、电气设备的检查、定期维护、合理降低设备的运行能耗。合理设定设备的启动和停止时间，降低能耗。

建立、保持和完善具有明确的职责范围、权限和奖惩制度的能源管理体系。

系统地分析能源管理各环节及其各项活动过程，分层次把具体工作任务落实到有关部门、人员和岗位，确保完成各项具体能源管理工作并赋予必要的权限。

建立全体员工参与的能源管理和节能体制。对节能有成绩或节能技术有创新的员工，根据节能大小，给予奖励。并建立相应奖励机制。

（2）能源管理机构及人员配备

成立节能管理领导小组，实时检查监督节能降耗执行情况，根据不同时期，明确相应节能降耗工作重点。

分析能源管理各环节及其各项活动过程，分层次把具体工作任务落实到有关

部门、人员和岗位，确保完成各项具体能源管理工作并赋予必要的权限。

（3）能源计量器具配备

按照GB-17167(用能单位能源计量器具配备和管理通则)的要求配备能源计量器具。风电场属于清洁能源产业，在生产的过程中不消耗常规一次能源。因此风电场的能源消耗主要为风机自用电、场用电、线损。根据能源消耗的种类、场所，风电场配备相应的电度表，并可将数据传至主控室实时监控。

（4）能源统计、监测措施

建立能源统计报表制度，能源统计报表数据应能追溯至计量测试记录。

能源计量数据记录采用规范的表格式样，并说明被测量与记录数据之间的转换方法或关系。

14.4 结论及建议

14.4.1 结论

本风电场装机容量1000MW，未考虑弃风条件下年上网电量2635239.05MW·h。每年可以节约标煤约79.24×104t，减少二氧化碳排放217,15×104t/a，减少二氧化硫排放218.73t，减少氮氧化物排放350.5t，减少烟尘排放44.8t。从节约煤炭资源和环境保护角度来分析，风电场的建设具有明显的经济效益、社会效益及环境效益。

就节能降耗方面提出如下建议和意见：

① 做好集电线路、电气设备能耗统计和建筑能耗标识。

② 建议择优选择施工承包商，优化施工方案，提高和优化施工设备生产效率，重点放至海域施工设备，对施工期间的高耗能设备纳入承包商评标指标和管理考核指标。

③ 建议加强对职工的节能宣传、教育和培训力度，提高人的节能意识。

④ 开展节能工艺技术方案研究。

⑤ 建议加强工程建设和运行过程的监督检查，确保施工期和运行期节能措施与能效指标的落实。

14.4.2 建议

风电是清洁能源，是国家大力提倡和扶持的电力产业，具有广阔的发展前景。本风电场风能资源较丰富，建设条件较好，当地政府的积极性和支持度高，社会效益明显，具有一定经济开发价值。随着我国社会经济的发展，作为二次能源的电能供需矛

盾日益突出，严重地制约着国民经济的发展。风能是一种清洁的可再生能源，开发利用风能资源既节约了日益匮乏的矿物资源，风电电力又是对传统的利用矿物能源发电的补充。在未来的很长一段时期内，利用风能发电都将是我国实现节能减排目标的重要手段。

建议工程公司严格按照工程节能评估中采取节能措施进行节能生产，并及时还做好节能减排效果评价；建立健全全体员工参与的能源管理和节能体制；加强对运行管理人员的专业培训，提高其专业素质，加强管理，在日常的生产运行生活中节约能耗。

15 工程招标

15.1 工程规模与资金筹措

甘肃巨化新能源（玉门）有限公司玉门北山 1GW 风电场工程风电场拟安装 144 台风力发电机组，其中单台容量为 6.25MW 的风机为 64 台，单台容量为 7.5MW 的风机为 80 台。总装机容量 1000MW。

本工程静态投资总额为 369316.01 万元；建设期利息 4418.54 万元，流动资金 4000.00 万元，含流动资金总投资为 377734.55 万元；抵扣增值税 38199.31 万元。

资金筹措与贷款条件：本风力发电工程为我国内资工程，资本金占动态总投资 20%，其余为国内银行人民币贷款，长期贷款年利率按 3.00% 计算；流动资金按 40 元/KW 估算，其中 30% 为铺底流动资金，短期贷款年利率为 2.30%。

15.2 法律、法规及规定

《中华人民共和国招标投标法》（中华人民共和国主席令第二十一号）

《中华人民共和国招标投标法实施条例》（中华人民共和国国务院令 613 号）

《建设工程招标投标范围和规模标准规定》（国家计委令 3 号）

《建设工程施工招标投标办法》（七部委 30 号令）

15.3 标段划分

本工程拟采用风电场 EPC 招标模式，主要涉及设计、采购、施工总承包的招标过程。这种模式要求投标人负责项目的工程设计、设备采购、施工及安装等全过程，保证项目按时按质完成。

（1）设备采购：

设备采购主要包括风电机组、塔架、箱式变压器、主变、开关柜、无功补偿装置、电缆、光缆等，按照各项设备分别招标采购。

（2）施工安装服务：

施工安装主要工作内容：场区道路施工、全场土建施工（包括风机基础及箱变基础施工、升压站设备基础、升压站建筑）、全场机电安装施工（包括风机及箱变安装、储能设备、集电线路及通信光缆施工、升压站电气安装、单项调试及整体调整等）。

（1）设计服务：主要包括风电场勘察及设计招标。

其他服务类招标还包括监理招标。

15.4 招标方式及组织形式

招标工作应由业主方委托有相应资质的公司或招标代理机构组织招标，也可由业主方组织招标委员会进行招标。招标方式采用公开招标。

15.5 工程招标基本情况表

本工程招标基本情况见下表：

建设工程名称：甘肃巨化新能源（玉门）有限公司玉门北山 1GW 风电场工程

类别	招标范围		招标组织型式		招标方式		不采用招标方式	估算招标金额（万元）	备注
	全部招标	部分招标	自行招标	委托招标	公开招标	邀请招标			
一、工程（EPC）									
勘察设计	√			√	√			3531.80	
施工安装服务	√			√	√			91404.53	
设备采购	√			√	√			233489.86	
总包服务费	√			√	√			5600.36	
小计								334026.55	
二、服务									
工程前期费	√			√	√			1500	
工程监理费	√			√	√			1078.02	
工程保险费	√			√	√			974.54	
小计								3552.56	
三、其他									
送出工程				√	√			23396.00	
对侧间隔扩建				√	√				
小计								23396.00	

16 结论、存在问题及建议

16.1 结论

(1) 风能是一种可再生的清洁能源，利用风能发电既可以补充省网电力，又具有良好的社会效益和显著的环境效益，是国家大力提倡发展的可再生能源发电形式之一。根据场址区域内测风塔数据 231103#测风塔数据 120m 高度代表年年平均风速为 6.81m/s，主要风向为 W、NNE；231104#测风塔 120m 高度代表年年平均风速为 6.45m/s，主要风向为 W、NNE；231105#测风塔 120m 高度代表年年平均风速为 6.34m/s，主要风向为 W、NNE。另因预设机型轮毂高度因素，故根据高层风切变指数外推至 125m 高度风速，231103#测风塔 125m 代表年平均风速为 6.88m/s；231104#测风塔 125m 代表年平均风速为 6.51m/s；231105#测风塔 125m 代表年平均风速为 6.40m/s，风功率密度等级为 2 级，可判断本风电场的风资源具有一定的开发价值。

(2) 根据本阶段风机选型及布置，本阶段风电场工程拟安装 144 台风力发电机组，其中单台容量为 6.25MW 的风机为 64 台，单台容量为 7.5MW 的风机为 80 台。并新建 1 座 330kV 汇集站和 330 送出线路，装机规模为 1000MW。全场理论发电量 3378511.6MW·h，考虑 78%折减系数后，全场年等效上网电量 2635239.05MW·h，等效满负荷小时数为 2635h，容量系数 0.301。

(3) 本项目含送出配套费用的风电场本体工程静态投资 369316.01 万元，工程动态投资 373734.55 万元。单位千瓦静态投资 3693.16 元/kW，单位千瓦动态投资 3737.35 元/kW。

(4) 本项目年考虑弃风率运营期 1-5 年按 30%，6-10 年按 15%后，项目年平均上网电量 2338.56GW·h。分析计算结果表明，本工程在甘肃省新能源发电市场化交易电价 0.228 元/KWh，具有一定的盈利能力和偿债能力，项目投资回收期为 12.26 年（税后），资本金财务内部收益率 12.30%；符合集团收益率要求，具有财务可行性。在下一阶段中，通过设计方案的优化，以及在建设过程中合理规范招标机制，亦可以有效降低工程造价，进一步提高经济效益。但在工程实施过程中应及时注意各种风险，以便采取措施，防止降低盈利能力。

16.2 存在问题及建议

(1) 下阶段应通过进一步的设计优化，以及设备、工程招投标方式有效降低造价，提高工程抗风险能力。

（2）下阶段风机招标时，建议组织投标方带方案招标，并对风电场方案进一步优化，以提高风电场的经济性。

（3）本报告风资源评估均基于已收集的三座测风塔数据，其测风未满一年，评估结果存在一定不确定性，建议待场址区域内测风塔获得满一年的实测数据后再进行详细的风资源分析，以减少项目风险。