

图 号	版本号
33-NZ17031K-A01-01	0

浙能景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目

可行性研究报告

(收口版)

中国能源建设集团浙江省电力设计院有限公司

工程咨询单位备案编号：91330000470080252L-18

工程咨询甲级综合资信：甲 122024030803

工程咨询甲级专业资信：甲 122024010803

工程设计综合甲级：A133007109

工程勘察综合甲级：B133007109

工程造价咨询企业信用 AAA 级

2025 年 5 月

浙能景泰县上沙沃镇5万千瓦风电项目

可行性研究报告

(收口版)

批 准：田家平

审 核：方伟定

校 核：潘 灯 王昉昉 王 东 王惠祥

编 写：李偲松 王 雪 李 根 魏海波

高尤毅 陈广波 王彩飞 张 杰

工程咨询单位甲级资信证书

单位名称：中国能源建设集团浙江省电力设计院有限公司

住所：杭州市古翠路68号

统一社会信用代码：91330000470080252L

法定代表人：赵刚

技术负责人：宁康红

资信等级：甲级

资信类别：综合资信

业务：所有专业规划咨询和评估咨询

证书编号：甲122024030803

有效期：2024年07月01日至2027年06月30日



证书查询

发证单位：中国工程咨询协会



工程咨询单位甲级资信证书

单位名称：中国能源建设集团浙江省电力设计院有限公司

住所：杭州市古翠路68号

统一社会信用代码：91330000470080252L

法定代表人：赵刚

技术负责人：宁康红

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），石油天然气，电子、信息工程（含通信、广电、信息化），建筑，市政公用工程，生态建设和环境工程，水文地质、工程测量、岩土工程

证书编号：甲122024010803

有效期：2024年07月01日至2027年06月30日



证书查询

发证单位：中国工程咨询协会



目 录

1 综合说明	1
1.1 概述	1
1.2 风能资源	5
1.3 工程地质与水文	7
1.4 工程任务与规模	8
1.5 风电机组选型、布置及发电量估算	8
1.6 电气	8
1.7 消防	9
1.8 土建工程	10
1.9 施工组织设计	10
1.10 环境保护与水土保持	10
1.11 劳动安全与工业卫生	11
1.12 工程设计概算	11
1.13 财务评价	12
1.14 节能降耗	12
1.15 结论及建议	13
2 风能资源	17
2.1 区域地理概况及设计依据	17
2.2 所在区域气象站资料分析	18
2.3 风电场场址测风资料	23
2.4 风资源评价	32
2.5 主要结论	46
3 工程地质与水文	48
3.1 区域地质环境	48
3.2 场地工程地质条件评述	51
3.3 岩土参数统计	54
3.4 场地岩土工程评价	54
3.5 地基基础方案初步论证	56
3.6 结论与建议	57
4 工程任务与规模	58
4.1 开发任务	58
4.2 开发任务	58
4.3 建设必要性	61
4.4 工程规模	62
5 风电机组选型、布置及发电量估算	63
5.1 机型选择	63
5.2 机型布置及发电量测算	74
6 电气	85
6.1 概述	85
6.2 升压站选址	91

6.3 电气一次	91
6.4 电气二次	115
6.5 通信	139
6.6 集电线路	140
6.7 储能系统	155
6.8 主要设备材料表	160
7 消防	166
7.1 消防总体设计	166
7.2 工程消防设计	168
7.3 施工消防规划	173
8 土建工程	175
8.1 设计安全标准	175
8.2 风电场总体布置	175
8.3 风电机组基础	176
8.4 箱式变压器基础	183
8.5 风电场道路	184
8.6 升压变电站	191
9 施工组织设计	197
9.1 施工条件	197
9.2 施工总布置	199
9.3 交通运输	200
9.4 工程征用地	202
9.5 主体工程施工	203
9.6 施工总进度	213
9.7 施工资源供应	214
10 环境保护与水土保持	215
10.1 环境保护	215
10.2 水土保持	219
11 劳动安全与工业卫生	225
11.1 编制说明	225
11.2 主要设计依据	225
11.3 劳动安全	226
11.4 工业卫生	228
11.5 劳动安全与工业卫生机构设置	231
12 设计概算	233
12.1 编制说明	233
12.2 基础价格	233
12.3 投资估算表	236
13 财务评价与社会效果分析	260
13.1 编制说明	260
13.2 财务评价	260
13.3 社会效果分析	278
14 节能降耗	280
14.1 概述	280

14.2	编制依据和基础资料	280
14.3	主要节能降耗措施	281
14.4	效益分析及结论	284
15	反恐	286
15.1	重点目标和重点部位	286
15.2	重点目标等级和防范级别	286
15.3	总体防范要求	286
15.4	常态三级防范要求	287
15.5	常态二级防范要求	288
15.6	常态一级防范要求	288
15.7	非常态防范要求	288
15.8	安全防范系统技术要求	289
16	附图	291
17	附件	292

1 综合说明

1.1 概述

1.1.1 项目概述

浙能景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目场址位于甘肃省白银市景泰县境内，位于景泰县红水镇、上沙沃镇交界处，东南距离景泰县县城直线距离大约 30km。场址地块属山地地貌，山体连绵起伏，地面高程 1960m~2710m，高差较大。

本工程北侧靠近 S308 省道，交通运输较为便利。

本工程装机容量为 50MW，拟安装 8 台风电机组。本工程毗邻浙能景泰 10 万千瓦风电项目，浙能景泰 10 万千瓦风电项目升压站中已做相关预留，故本工程不再新建升压站，利用该升压站中预留土地及建构物建设升压变电设备，以 1 回 110kV 线路接入电网。

本项目的利旧情况如下表所示：

	项目	利旧情况
升压站部分	站用变及站用交流电	原设备：DKSC-800/37-400/0.4+SCB13-400kVA，5 面站用电，满足本项目扩建需求。
	通信电源	原配置：-48V 供电，配置 4 套电流为 30A 的 DC/DC 模块。满足本项目扩建需求。
	电力现货交易系统	站内已配置 1 套，利旧并扩容
	同步时钟对时系统	站内已配置 1 套，利旧并扩充接线
	主控室操作台	利旧并新增显示器双层支架
	二次设备室	利旧
	火灾报警系统	利旧并扩容
	升压站视频监控系统	利旧无新增
	配电装置室 SF6 气体泄露监测系统	利旧无新增
	主变户外检修箱 WJX-21	利旧
	升压站电缆支架及防火	利旧
	升压站接地	利旧
	继电保护试验电源柜	利旧
	继电保护试验仪器仪表	利旧
	事故照明逆变电源(5kVA)	利旧
	DC/DC 变换装置（48V，5×30A）	利旧
	其他设备及安装（含暖通、消防、水工、照明）	利旧
	接地变兼站用变舱基础	利旧
	备用变舱基础	利旧
	独立避雷针	利旧
	电缆沟	利旧
	一体化污水处理设备基础	利旧
	事故油池	利旧
	配电装置楼	利旧

	项目	利旧情况
	消防水池及附属用房	利旧
	综合楼（2 层）	利旧
	警卫室	利旧
	室外工程	利旧
外送线路	已建的同塔双回线路	改建部分线路后送至景泰北 330kV 升压站。
交通工程	已建道路	利旧合计 10.5km
其他	征、租地	浙能景泰 10 万千瓦风电项目已完成升压站及道路的征租地



图 1.1-1 拟建风电场位于甘肃省地理位置图



图 1.1-2 拟建风电场位于白银市地理位置图



图 1.1-3 拟建风电场位于景泰县地理位置图

1.1.2 建设单位

本项目由浙能白银陇泰新能源有限公司开发建设。公司注册地址：甘肃省白银市景泰县一条山镇建设路 83 号。公司经营范围有一般项目：碳减排、碳转化、碳捕捉、碳封存技术研发；森林固碳服务（除许可业务外，可自主依法经营法律法规非禁止或限制的项目）。许可项目：发电业务、输电业务、供（配）电业务；供电业务(依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动)。

浙能白银陇泰新能源有限公司由浙能集团甘肃有限公司与甘肃金戈壁新能源发展有限责任公司合资设立，其中浙能集团甘肃有限公司持股占比 80%，甘肃金戈壁新能源发展有限责任公司持股占比 20%。

1.1.3 前期工作

2024 年 7 月 29 日，白银市发展和改革委员会办公室印发《白银市发展和改革委员会关于下达全市“十四五”第三批风光电项目建设指标的通知》，文件明确项目名称为景

泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目，本次下达建设指标为风电 5 万千瓦；

2025 年 1 月 7 日，取得白银市生态环境局景泰分局关于项目建设用地是否占用集中式饮用水源保护区的复函，经核查该项目在景泰县涉及乡镇行政区域内不占用集中式饮用水源保护区；

2025 年 1 月 8 日，取得景泰县人民武装部军事科原则同意建设的复函；

2025 年 1 月 9 日，取得景泰县交通运输局原则同意建设的复函；

2025 年 2 月 20 日甘肃省自然资源厅建设项目压覆重要矿产资源审查意见。经审查，建设项目选址范围内未设置重要矿产资源矿业权，也无查明重要矿产资源被压覆。

2025 年 2 月 26 日，取得景泰县红水镇人民政府关于对该项目开展前期工作的复函，原则上同意该项目拟选场址范围；

2025 年 2 月 27 日，取得景泰县林业和草原局是否占用林地和草原的复函，项目用地不在自然保护区范围内，不占用林地，不占用天然牧草地，不占用人工牧草地，占用其他草地，用地范围内不涉及沙冬青等重点保护野生植物；

2025 年 3 月 4 日，取得景泰县文物局的复函，该风电项目建设用地不在已知不可移动文物保护单位保护范围和建设控制地带内；

2025 年 3 月 6 日，取得景泰县上沙沃镇人民政府关于对该项目开展前期工作的复函，原则上同意该项目拟选场址范围；

2025 年 3 月 7 日，取得景泰县农业农村局关于项目建设用地范围内不涉及农户确权耕地、不占用高标准农田项目区的复函；

2025 年 3 月 24 日，取得景泰县自然资源局同意项目公司关于核查项目选址意见的复函。该项目用地范围不在城镇开发边界范围内，不涉及景泰县生态保护红线、该项目用地范围不占永久基本农田和耕地、该项目用地范围内无矿业权设置；

2025 年 3 月 31 日，完成社会稳定风险评估报告；

2025 年 4 月 29 日，取得景泰县水务局关于项目建设用地的核查函；

2025 年 4 月 30，取得白银市自然资源局颁发的《建设项目用地预审与选址意见书》；

2025 年 5 月 6 日，取得白银市发展和改革委员会关于本项目的核准批复。

1.2 风能资源

1.1.1 所在区域气象站资料分析

景泰气象站位于拟建风电场东南侧直线距离约 33km 处，于 1956 年 11 月在景泰县

一条山“乡村”建站，后经两次迁站，于 1988 年 6 月迁至景泰县城西南“郊外”至今，记录有完整连续的长系列气象资料。从地形、地貌及地理位置分析，该站与风电场差异不大，主要气候特征方面与风电场基本一致，全年各月风速的整体趋势一致，由于位于城镇附近，测风数据比风电场偏小，可作为分析风电场风能资源的参证气象站。

从景泰气象站 1981~2019 年近 39 年平均风速可以看出，风速变化趋势为 1981~1990 年平均风速为 1.99m/s，1991~2000 年平均风速为 1.94m/s，2001~2010 年平均风速为 1.97m/s，2011~2019 年平均风速为 1.88m/s。风速总体趋势呈现递减，但近 10 年风速略有增大。根据景泰气象站多年逐月平均风速统计成果可知，3 月~5 月风速较大，9 月、10 月、12 月和 1 月风速较小，最大月(4 月)和最小月(12 月和 1 月)平均风速相差 1.1m/s，具有季节性变化，统计该站多年主导风向为 W，相应频率为 8%。

据粗略统计，从 1951—2000 年的 50 年间，景泰地区大于等于 8 级风力的日数有 1000 多天之多。风力大于或等于 8 级最多日数的年份是 1974 年，有 70 天之多。大风发生日数总体呈递减趋势，近年来大风发生日数相对减少。

景泰县属温带干旱型大陆气候。根据景泰县气象站近 30 年（1987-2016 年）气象资料统计，年平均气温 8.6 摄氏度，极端最高气温 38.6 摄氏度，极端最低气温-27.3 摄氏度，年平均气压 836.8 百帕，平均风速 2.4 米/秒，最大风速 21.7 米/秒，年平均降水量 183.5 毫米，最大冻土深度 99 厘米。

1.1.2 风资源评价

本风电场区域范围附近有一座测风塔进行风资源情况分析，编号#1150，测风塔塔高为 100m，测风时长超过一个完整年。通过分析风电场测风塔测风数据资料，得出如下结论：

（1）1150#测风塔实测各高度平均风速在 6.22~7.32m/s，平均风功率密度在 320.1~438.6W/ m² 之间；平均风速最大出现在 100mB 处，为 7.32m/s，平均风功率密度最大出现在测风塔 100mB 处，为 438.6W/ m²；平均风速最小出现在 20m 处，为 6.22m/s，平均风功率密度最小出现在测风塔 20m 处，为 320.1W/m²，风能密度等级为 3 级。

（2）经塔影修正后 100m 高度平均风速为 7.27m/s,风功率密度为 426.8 W/ m²。测风塔 125m 轮毂高度处平均风速为 7.38m/s，平均风功率密度为 447W/ m²。；完整年测风数据经长时间代表年分析为平风年，不再做代表年订正。

（3）1150#测风塔 125m 高度有效小时数（3~25m/s）为 8068h，在 3m/s~25m/s 之

间的风速频率为 92.1%，风能频率为 96.3%。

(4) 经计算，场内空气密度为 0.911kg/m^3 。

(5) 1150#测风塔 20m、100m 的风向玫瑰图比较接近，1150#测风塔 100m 风向及较为集中，以 NNW 为主，N 方向也有较大概率。1150#测风塔风能分布，100m 高度以 NNW 为主，次主风能方向为 N，与风向玫瑰方向比较接近。125m 轮毂高度处风能及风向分布参照测风塔 100m 高度风速数据。

(6) 根据测风塔代表年的各高度层的风速资料，60m~100m 高度风速拟合的风切变指数为 0.07，以此来推算轮毂高度风速。

(7) 各高度层 15m/s 代表性湍流强度介于 0.135~0.160 之间，其中 100m 高度代表性湍流强度 0.139。

(8) 125m 轮毂高度 50 年一遇最大风速为 42.4m/s，根据目前 IEC61400-1 2019，本风电场适用 IEC IIB 级及以上风电机组。

综上所述，风电场所规划区域风能资源具有较好的开发利用的价值。

1.3 工程地质与水文

(1) 勘察场地地处剥蚀构造低中山区，高程介于 2500~2650m 之间，相对高度约 160m，微地貌特征表现为山脊风化剥蚀作用明显，基岩裸露，植被稀少，外侧山坡陡峻，坡度一般在 26~65°之间。本项目属陆上风电场，项目占地面积大，风电塔位相对分散，都位于山体顶部。

(2) 拟建工程场地地层结构较为简单，根据勘探揭露及地质测绘，场地地层结构主要由：奥陶系上统①-1 层强风化变质砂岩、①-2 层中风化变质砂岩。

(3) 本次勘察未在场址勘探深度内揭露到稳定的孔隙性潜水及基岩裂隙水水位

(4) 风电机组塔位场地覆盖层厚度小于 5m，场地土的等效剪切波速在 $500 \geq V_{se} > 250\text{m/s}$ ，可划分为 II 类工程场地。

按照《建筑与市政工程抗震通用规范》（GB55002-2021）的第 3.1.2 条相关规定，结合场地工程地质及环境地质条件，综合考虑，将本场地划分为抗震不利地段。

根据甘肃省地方标准《建筑抗震设计规程》（DB 62/T 3055-2020）、《建筑与市政工程抗震通用规范》（GB55002-2021），项目场地所处的景泰县上沙沃镇抗震设防烈度为 8 度，地震分组属第三组，设计基本地震加速度值为 0.20g，地震反应谱特征周期为 0.35s。

场地内无饱和砂土层分布，在现状条件下，场地内无液化土。

(5) 因场地土体厚度薄，不利于易溶盐富集，场地土腐蚀性微，且工程施工时表层土体将全部清除，土的腐蚀性对工程影响不大。

(6) 拟建工程场地内分布的①-1 层强风化变质砂岩属Ⅳ级软石；①-2 层中风化变质砂岩属Ⅴ级次坚石。对于部分Ⅳ级软石以及Ⅴ级次坚石以上的岩体，均需采用爆破开挖。

(7) 拟建工程场地标准冻土深度 113cm。

1.4 工程任务与规模

按时、保质保量地建成 5 万千瓦风电工程，为景泰县的经济社会发展贡献相应的力量是首要开发任务。本风电场装机容量为 50MW，拟安装 8 台单机容量 6.25MW 的风电机组，本工程毗邻浙能景泰 10 万千瓦风电项目，浙能景泰 10 万千瓦风电项目升压站中已做相关预留，故本工程不再新建升压站，利用该升压站中预留土地及建构物建设升压变电设备，以 1 回 110kV 线路接入电网。

1.5 风电机组选型、布置及发电量估算

本项目拟推荐安装 8 台单机容量 6.25MW、叶轮直径 220m（轮毂高度暂定 125m）的风电机组，总装机容量 50MW。经软件计算，8 台风机机位处的平均海拔为 2566.8m，平均风速为 6.33m/s，平均风功率密度为 320.9W/m²，计算所得的年理论发电量为 164388.5MWh，年上网电量为 111514.4MWh，等效满负荷利用小时数为 2230h，平均容量系数为 0.258，平均尾流影响折减系数为 5.7%。

1.6 电气

1.6.1 电气一次

本工程建设规模 50MW，通过 1 回 110kV 线路接入电网。配套扩建 110kV 升压站。本工程升压站的建设利用已建成浙能景泰 10 万千瓦风电项目 110kV 升压站的预留场地，本工程升压站扩建 1 台 60MVA 的 2#主变。本工程送出线路利用浙能景泰 10 万千瓦风电项目的同塔双回已建线路，改建部分线路后送至景泰北 330kV 升压站。最终接入方案以终版接入系统报告及批复为准。

本工程主接线采用二级升压方式，风机就地升压至 35kV，接入风电场 35kV 配电装置。升压站 35kV 配电装置采用单母线接线型式，接入 1 台 110kV 主变，110kV 侧采用线变组形式，新建一回出线间隔，最终拟以 1 回 110kV 线路送出接入电网。

35kV 配电装置采用户内中置式开关柜，采用成套开关柜单列布置。110kV 配电装置采用户外 AIS 型式。

风电场内 35kV 集电线路主要采用架空线结合电缆的形式，全场共分为 2 回，每回路分别接 4 台风力发电机组。

风力发电机组利用风机塔架作为直击雷保护。在风电场的场内 35kV 线路，35kV 母线侧，110kV 出线侧装设避雷器。接地装置采用以水平接地网为主和垂直接地体为辅的复合人工接地装置。

升压站 35kV 侧设置动态无功补偿装置（SVG）1 套，容量暂定为 ± 10 兆乏，最终以终版接入系统报告及批复为准。

本工程拟选用的 6.25MW 风力发电机组，具备高、低电压穿越能力。

本工程就地配置装机容量 10%/2h 的电化学储能设备，建设容量为 5MW/10MWh，拟采用磷酸铁锂电池。

1.6.2 电气二次

本项目按“无人值班，少人值守”的原则设计。本工程新增风电场监控系统 1 套，新增升压站监控系统 1 套。风电场与升压站分别配置计算机监控系统，控制功能各自独立，风力发电机组集中监控系统与升压站计算机监控系统实现数据通信，升压站计算机监控系统配置远动通信设备，实现接入系统要求的调度自动化的远动功能。风电场风电机组低电压穿越能力、有功功率控制、无功功率及电压控制满足《风电场接入电力系统技术规范第 1 部分：陆上风电》（GB/T19963.1-2021）的要求。调度端的控制命令通过远动系统下发到风力发电机组集中监控系统，进行有功、无功调节。

1.6.3 储能系统

本工程配套储能的规模为 5MW/10MWh。共配置 2 套单体规模为 2.75MW/5.015MWh 储能子系统，每套系统包含 1 个升压变流一体机及 1 个电池舱。

1.7 消防

消防总体设计方案，采用以消防水和移动式灭火器为主，沙箱为辅的灭火方式。在风电机组机舱和及机舱平台底板下部、轮毂、塔架底部设备层、各类电气柜等部位配置自动灭火装置；在风电机组机舱和塔架底部均配置手提式灭火器。各建筑物室内均配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器。室外主变压器附近配置手推车式磷酸铵盐干粉灭火器，再设 1 个 1m³ 的沙箱、一些砂袋、砂桶、铁锹等消防工具。在升压站内沿用原消防给水系

统和消火栓等消防设施。

1.8 土建工程

根据《风电场工程等级划分及设计安全标准》（NB/T10101-2018），本风电场工程规模为中型，风电机组塔架地基基础设计等级为甲级；升压站建构筑物级别为 2 级，结构安全等级为二级。

根据工程地质土层的分布及地质条件，风电机组采用钢筋混凝土圆形扩展基础，初步估算风机基础底面直径为 22.6m，埋深 4.2m。基坑开挖、回填及基础混凝土的施工应遵循风力发电机厂家提出的施工技术要求，并在施工图设计阶段根据地质详勘结果对基础设计进行复核。

风力发电机与箱式变压器组合方式采用一机一变方案，每台风机设一台箱式变压器。机组变压器较小，一般对地基变形无严格要求，根据本工程地质条件，全部采用筏板式基础，钢筋混凝土结构，砖砌侧墙。

本工程不新建升压站，浙能景泰 10 万千瓦风电项目升压站已预留本项目设备场地，本项目电气设备布置于浙能景泰 10 万千瓦风电项目升压站电气区域内，本项目升压站的主要建设内容包括主变一台、出线架构、2#SVG、2#接地变及接地电阻舱以及配套的储能电池舱和 PCS 舱

本风电场共需新建场内检修道路长约 7.45km。

1.9 施工组织设计

本工程施工用水可从附近的村庄拉水，水质相对良好。施工人员的饮用水考虑桶装水。升压站施工用电电源从浙能景泰 10 万千瓦风电项目已经接通，本工程无需考虑。考虑到风电机组施工点较为分散，另设置 1 台 150kW 及 2 台 40kW 移动式柴油发电机作为风电机组施工电源。

本工程主要建筑物材料均从景泰县采购，交通运输条件便利。

本工程施工永久用地 30203m²，长期租地面积 1944m²，施工临时用地 109553m²。

选用 1000t 履带吊和 300t 辅助汽车吊相互配合完成风机的吊装。本工程计划施工工期为 10 个月。

1.10 环境保护与水土保持

1.10.1 环境保护

风电是清洁的可再生能源。本工程的建设不涉及自然保护区、饮用水源保护区等环

境敏感区，风电场远离各旅游景点，对当地水环境、声环境、大气环境、电磁环境、生态环境等影响较小。

施工期生产废水考虑在施工场地内设置相应容积的沉淀池，以处理混凝土搅拌及车辆冲洗等废水；生活污水考虑在临时生活区内设置化粪池处理，就地绿化浇灌；施工机具选用低噪声设备和工艺，同时加强设备的维护和保养，保持机械润滑，减少运行噪声；施工作业面、运输线路及时洒水，运输车辆加盖防尘布，以降低施工粉尘污染；施工期生活垃圾纳入当地垃圾收集系统一并处理。

运营期环境污染主要是升压站运行人员产生的生活污水，经化粪池接至生化处理池进行厌氧处理，达标后用于站区绿化。

环保投资主要包括：污废水处理、固体废弃物处理、生态保护、环境监测等投资。

1.10.2 水土保持

本工程不存在重大水土保持制约性因素，各防治区通过采取工程措施、植物措施、临时防护措施和管理措施，形成有效的水土流失防治体系，能够有效控制因工程建设产生的水土流失。从水土保持角度分析，本工程建设是可行的。

1.11 劳动安全与工业卫生

劳动安全主要防范对象是防火防爆、防电气伤害、防机械伤害和坠落伤害，工业卫生的主要防范对象为噪声及振动、温度和湿度、采光与照明、防尘、防腐蚀、防毒和电磁辐射等等。设计上严格执行国家及电力行业相关规程规范，确保工程投产后符合劳动安全及工业卫生的要求，保障劳动者在生产过程中的安全与健康。

通过对施工期间高空作业、基坑开挖、防雷防电、起重伤害、设备场内运输事故、集电线路工程基坑中毒窒息事故等可能存在的危害因素，对运行期间在的防火防爆、电气和机械伤害、电磁辐射等进行分析，提出相应对策。

中控楼中控室设置空调系统和降噪措施，其它各工作场所采用机械排风，严格执行安全操作规程，避免误操作带来的安全事故，保障生产设备安全运行。

风电场设有安全卫生管理机构，在生产部门确定安全员，负责日常的劳动安全与工业卫生工作。根据国家有关规定及相关职能部门的相关要求，设有一个系统的应急救援预案，并在风电场投产前经有关部门审批。

1.12 工程设计概算

1) 概算编制办法、费用构成及计算标准、费用性质和项目划分办法：

执行《陆上风电场工程可行性研究报告编制规程》NB/T31105-2016 有关规定。

项目划分及取费标准主要参考国家能源局发布的《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T31011-2019）。

2) 工程量：根据各设计专业提供的设备材料清册为依据计列。

3) 定额：依据《陆上风电场工程概算定额》（NB/T31010-2019）。

4) 材料价格：主要材料价格按甘肃省白银地区 2025 年 4 月信息价水平计列。

5) 勘察设计费参考《陆上风电场工程设计概算编制规定及费用标准》（NB/T31011-2019）计列。

6) 可再生定额（2019）14 号文件《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》。

7) 可再生定额（2022）39 号文件《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》。

8) 国内资金价差预备费：根据国家计委计投资[1999]1340 号文，投资价格指数按零计算。

。

1.13 财务评价

工程财务评价依据国家计委颁发的《建设项目经济评价方法与参数（第三版）》、《陆上风电场工程可行性研究报告编制规程》（NB/T 31105-2016）以及国家新近颁发的相关财税规定等进行。

1.14 节能降耗

本风电场工程的建设符合可持续发展的原则，是国家能源战略的重要体现。预计风电场建成后年上网电量（限电后）为 106961.95MWh，每年可节约标煤约 34869.6t（按发电标煤耗 302g/kW·h 计），相应每年可减少因燃煤造成的废气排放，其中减少硫氧化物 613.96t，氮氧化物 922.01t，二氧化碳（CO₂）84497.8t。此外，每年还可减少大量的灰渣及烟尘排放，节约用水，并减少相应的废水排放，节能减排效益显著。

风能是清洁的可再生能源，开发利用风能资源是调整能源结构，实施能源可持续发展的有效途径，同时也有利于生态与环境保护。风电场建成后，风电机组每年可为电网提供可再生的发电量，每年可为国家节约标煤，具有明显的社会效益及环境效益。此外，发展风电有利于提高中国能源供应的安全性，更是减排温室气体排放和解决中国能源供应不足的有效途径。

1.15 结论及建议

通过浙能景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目的可行性研究报告编制，对风电场风能资源分析，风电场内风机选型和布置方案比较，风电场主接线方案优选，土建施工方法的确定，工程概算和财务分析，测算并评价了该工程可能取得的经济效益。经综合分析，本工程设计推荐安装 8 台单机容量为 6.25MW 风电机组，在技术上是可行的。建议业主抓紧落实相关手续，创造条件，争取工程早日开工建设。

本工程的工程特性表如下：

风电场工程特性表

名称				单位	数量	备注	
风电场场址	海拔高度			m	2500~2600		
	经度(东经)				103°48′~103°51′		
	纬度(北纬)				37°24′~37°25′		
	年平均风速			m/s	6.3	轮毂高度处	
	风功率密度			W/m²	320.9	轮毂高度处	
	盛行风向				NNW		
主要设备	风电场主要机电设备	风电机组	台数	台	8		
			额定功率	kW	6250		
			叶片数	片	3		
			风轮直径	m	220		
			扫风面积	m²	38013		
			切入风速	m/s	2.5		
			额定风速	m/s	10		
			切出风速	m/s	20		
			安全风速	m/s	42.5		
			轮毂高度	m	125		
			电机额定功率	kW	6500		
			电机功率因数		-0.95~+0.95		
			输出电压	V	1140		
		机组升压变压器	台数	台	8		
			型号		S18-6500/35		
		集电线路	电压等级	kV	35		
			回路数	回	2		
			单回架空长度	km	2.36		
			双回架空长度		2.45		
		升压变电站	主变压器	型号		SZ20-60000/110	
				台数	台	1	
				容量	MVA	60	
				额定电压	kV	110	
			出线回路及电压等级	出线回路数	回	1	
				电压等级	kV	110	
土建	风电机组基础	数量	台	8			
		型式		现浇钢筋混凝土扩展基础			
	升压变压器	台数	台	8			

15

名称	单位	数量	备注

2 风能资源

2.1 区域地理概况及设计依据

景泰县境内高山嶙峋，丘陵起伏，川滩交错，沟壑纵横。地势呈西南高，东北低，最高海拔 3321 米，最低海拔 1276 米。山峦丘陵约占全县面积的四分之三。地貌复杂，山区由老虎、长岭两山系组成，山体高大，山峰突兀、崇岗隐天；丘陵区连片于正路镇、喜泉镇大安、中泉镇三地和冬青、红柳、翠柳三沟，植被覆盖小；平原区包括永泰川、草窝滩、漫水滩、边外滩，大部分地势平坦、土层较厚；河谷阶地分布于黄河沿岸的老龙湾、五佛滩，为河谷开阔淤积地带，其光、热、水、土条件优越。

浙能景泰上沙沃镇 5 万千瓦风电项目位于景泰县西北部，涉及红水镇和上沙沃镇区域，西侧与古浪县交界，距景泰县城直线距离约 30km。海拔在 1600~2700m 之间，属于典型的山地风电场。本工程在选址区域拟安装 8 台单机容量 6.25MW 的风电机组，总装机容量 50MW。场区的西南侧有定武高速穿过，东北侧有 S308 省道穿过，外部交通条件便利。本项目总的选址区域范围见图 2.1-1。



图 2.1-1 浙能景泰上沙沃镇 5 万千瓦风电项目范围示意图

表 2.1-1 浙能景泰上沙沃镇 5 万千瓦风电项目建设用地拟选址拐点坐标

拐点	X 坐标	Y 坐标
J1	35396845.000	4144087.000
J2	35397921.000	4143710.000

J3	35398782.000	4142943.000
J4	35398617.000	4141863.000
J5	35396869.000	4142499.000
J6	35395447.000	4142477.000
J7	35394589.000	4142484.000
J8	35394609.000	4143176.000
J9	35394554.000	4143638.000
J10	35395154.000	4143773.000
J11	35395611.000	4144185.000
J12	35396845.000	4144087.000



图 2.1-2 风电场区域地貌现状

2.2 所在区域气象站资料分析

2.2.1 参证站基本情况

本工程场址位于甘肃景泰县城西北方向。地理坐标在 E: 103°43′~103°51′, N: 37°21′~37°26′之间, 海拔在 1600~2700m 之间。景泰地处欧亚大陆中心地带, 属温带干旱大陆性气候, 主要特点是冬冷夏热, 昼夜温差大; 干旱少雨, 蒸发量大; 风沙多, 日照时数长。春季冷热多变, 风沙多, 降水少; 夏季炎热, 降水较多; 秋季降温快, 秋初多阴雨, 秋末冷而少雨; 冬季寒冷干燥, 降雪稀少, 风沙较多。

景泰县气象站于 1956 年 11 月在景泰县一条山“乡村”建站，后经两次迁站，于 1988 年 6 月迁至景泰县城西南“郊外”至今，记录有完整连续的长系列气象资料，现场址位于景泰县城西南处（北纬 37 度 11 分，东经 104 度 03 分），观测场高程 1631 米。景泰县气象站 2004 年以后采用自动风向风速观测仪，测风高度为 10.9 米。

景泰县属温带干旱型大陆气候。根据景泰县气象站近 30 年（1987-2016 年）气象资料统计，年平均气温 8.6 摄氏度，极端最高气温 38.6 摄氏度，极端最低气温-27.3 摄氏度，年平均气压 836.8 百帕，平均风速 2.4m/s，最大风速 21.7m/s，年平均降水量 183.5mm，最大冻土深度 99cm。

2.2.2 风电场所在地区气象站资料分析

景泰气象站位于拟建风电场南偏东方向直线距离约 32km 处，于 1956 年 11 月在景泰县一条山“乡村”建站，后经两次迁站，于 1988 年 6 月迁至景泰县城西南“郊外”至今，记录有完整连续的长系列气象资料。从地形、地貌及地理位置分析，该站与风电场差异不大，主要气候特征方面与风电场基本一致，由于位于城镇附近，且测风高度为 10 米，测风数据比风电场偏小，在周边尚无其他气象站的条件下，该站现阶段定为分析风电场风能资源的参证气象站。



图 2.2-1 气象站与风电场场区的相对位置关系

景泰气象站建站至今多年实测气象要素进行统计计算，主要气象要素特征值见表 2.2-1。

表 2.2-1 景泰气象站主要气象要素特征值表（1981-2019 年）

项目	单位	数值
地理坐标		N: 37°11'E: 104°03'
观测场海拔高度	m	1630.9
年平均气温	°C	8.6
极端最高气温	°C	38.6
极端最低气温	°C	-27.3
最热月平均气温	°C	21.8
最冷月平均气温	°C	-6.7
年平均气压	hPa	836.8
年平均水汽压	hPa	6.3
年平均相对湿度	%	47
平均年降水量	mm	183.5
一日最大降水量	mm	57.1
年平均蒸发量	mm	2361.0
年平均风速	m/s	2.4
最大风速（10min）	m/s	21.7
年主导风向		W
年最大积雪深度	cm	11
年最大冻土深度	cm	99
平均雷暴日数	d	15.1
平均雾日数	d	0.4
平均大风日数	d	16.7
平均冰雹日数	d	0.3
平均沙尘暴日数	d	12.4
平均积雪日数	d	12.1

根据景泰气象站多年实测气象资料统计出累年逐月平均气象要素值，统计结果见表 2.2-2。

表 2.2-2 景泰气象站累年逐月平均气象要素表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	全年
气温℃	-6.7	-3.2	3.3	10.6	16.0	19.8	21.8	20.4	15.5	8.8	1.2	-4.9	8.6
相对湿度%	44	41	41	37	41	47	53	58	58	53	48	47	47
气压 hPa	839.4	837.6	836.3	835.2	834.5	832.1	831.1	833.5	837.7	841.0	841.9	841.2	836.8
降雨量 mm	0.6	1.4	4.3	8.5	18.5	26.2	41.0	42.1	27.7	11.3	1.6	0.4	183.5
蒸发量 mm	53.8	80.0	169.5	272.9	340.6	332.7	327.1	283.9	200.0	151.2	94.3	55.0	2361.0

从景泰气象站 1981~2024 年近 44 年平均风速可以看出，风速变化趋势为 1981~1990 年平均风速为 1.99m/s，1991~2000 年平均风速为 1.92m/s，2001~2010 年平均风速为 1.97m/s，2011~2020 年平均风速为 1.88m/s，2021-2024 年平均风速为 1.88m/s。风速总体趋势呈现递减。该站风速年际变化和年内变化分别见图 2.2-2 和图 2.2-3。

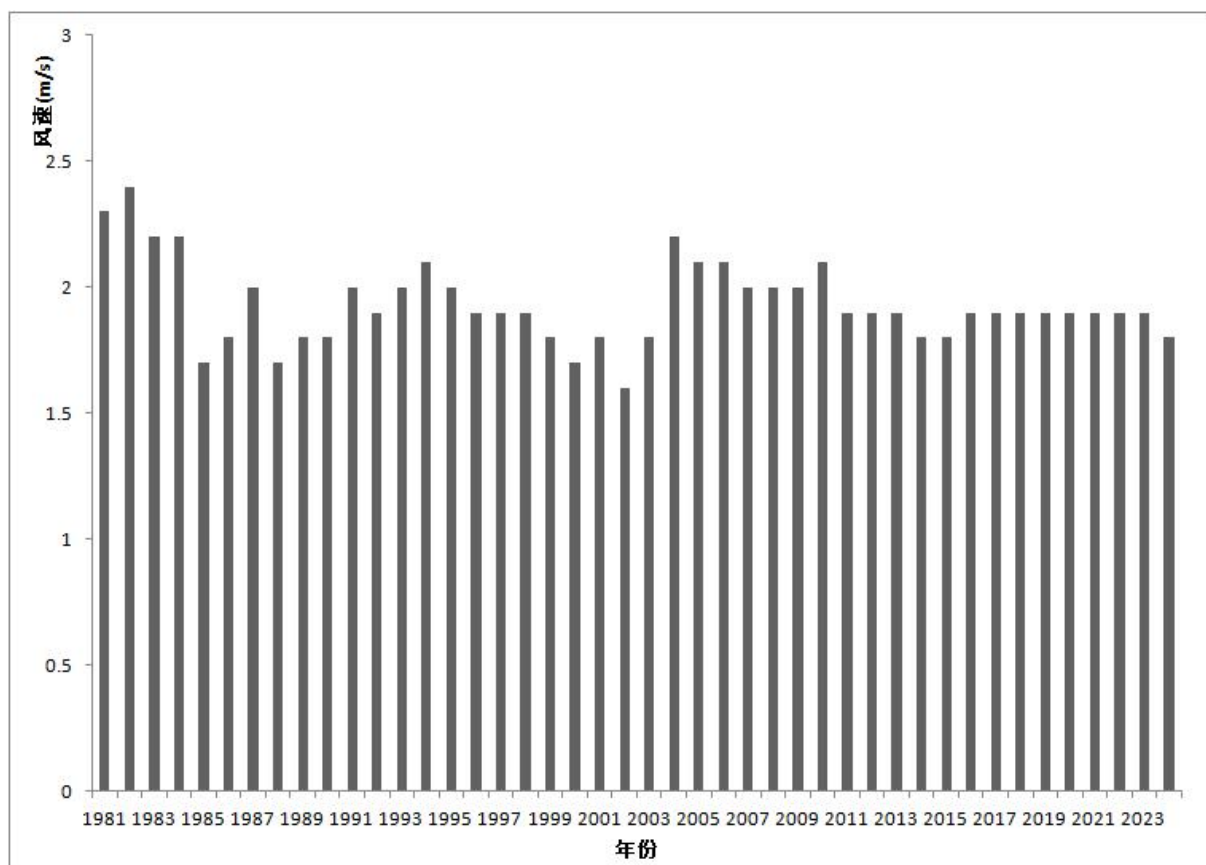


图 2.2-2 景泰气象站风速年际变化

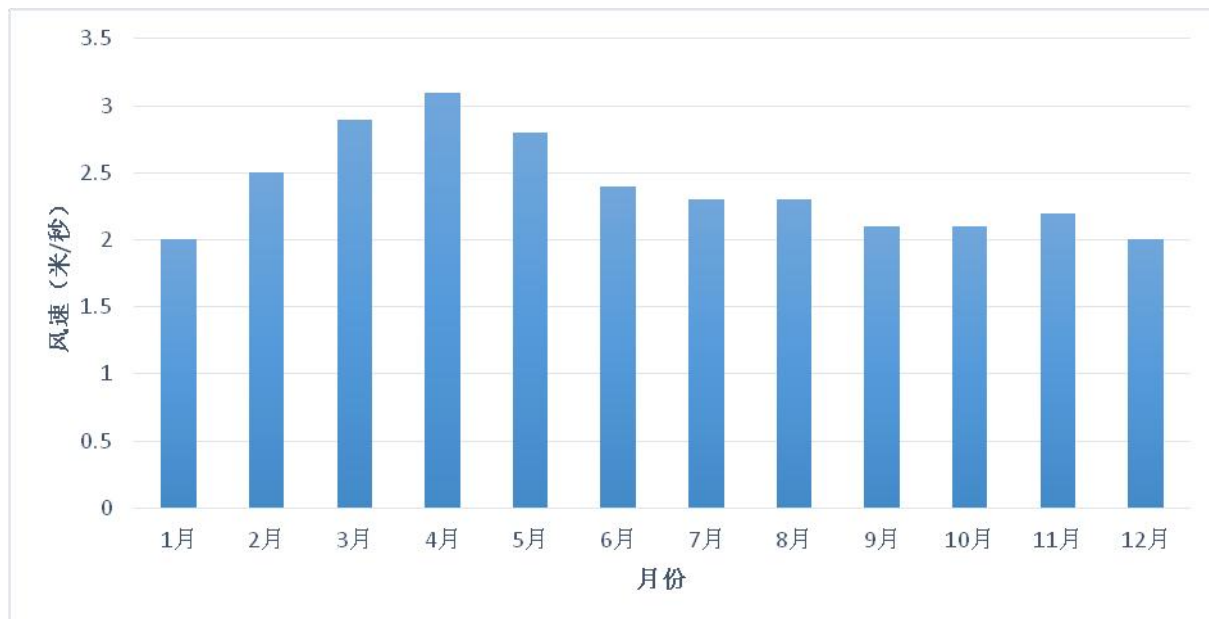


图 2.2-3 景泰气象站风速年内变化图

根据景泰气象站多年逐月平均风速统计成果可知（见表 2.2-3），3 月～5 月风速较大，9 月、10 月、12 月和 1 月风速较小，最大月(4 月)和最小月(12 月和 1 月)平均风速相差 1.1m/s, 具有季节性变化, 统计该站多年主导风向为 W, 相应频率为 8%, 见表 2.2-4。风玫瑰图见图 2.2-4。

表 2.2-3 景泰气象站累年逐月平均风速表 单位：m/s

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
风速	2.0	2.5	2.9	3.1	2.8	2.4	2.3	2.3	2.1	2.1	2.2	2.0	2.4

表 2.2-4 景泰气象站累年平均各风向频率表 单位：%

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
频率	7	5	3	2	3	3	5	6	5
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	
频率	3	4	5	8	6	3	5	28	

据粗略统计, 从 1951—2000 年的 50 年间, 景泰地区大于等于 8 级风力的日数有 1000 多天之多。风力大于或等于 8 级最多日数的年份是 1974 年, 有 70 天之多。大风发生日数总体呈递减趋势, 近年来大风发生日数相对减少。

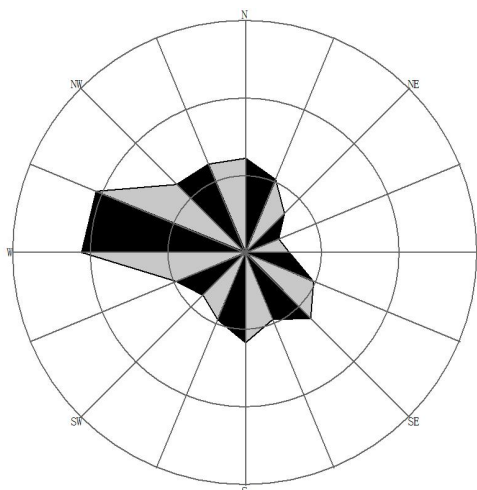


图 2.2-4 景泰气象站风玫瑰图

2.3 风电场场址测风资料

2.3.1 测风设施

本风电场区域附近目前收集到一座测风塔的测风资料，编号为#1150。测风塔塔高为 100m，采用 NRG 设备。测风塔信息及测风设备配置表见表 2.3-1。风电场场址范围与测风塔地理位置示意图见图 2.3-1。



图 2.3-1 场区测风塔位置示意图

表 2.3-1 测风塔概况

测风	经纬度	海拔	测风塔	测风速高度	测风向	测验项目	测风时段
----	-----	----	-----	-------	-----	------	------

塔			高度	高度		高度		
#1150	37°24'7.88"N	103°49'35.40"E	2698m	100m	20m、40m、60m、80m、100m	20m、100m	风速、风向、气温、气压	2020.12.18~2022.1.13

2.3.2 测风资料检验与修正

按照《风电场工程风能资源测量与评估技术规范》(NBT 31147-2018)中推荐的参考值（见表 2.3-3）对原始数据进行完整性、合理性及有效性分析检验，为了有效评估风电场风能资源，应对原始测风数据进行验证，检查其完整性和合理性，对不合理数据以及缺失数据进行相应处理。

1150#测风塔测风时长已超过一个完整年。考虑到数据完整率及代表年基本处于平风年状态下，本阶段选取该塔 2021.1.1~2021.12.31 的完整年测风资料进行数据有效完整率检验。

2.3.2.1 测风数据完整性检验

测风塔测风数据完整率见表 2.3-2。由表可知，各高度层各项数据数据完整率均超过 95%。

表 2.3-2 测风塔测风数据完整率统计表

序号	数据项	单位	高度	应测	实测	完整率	无效数据
1	WS_100m_b_Avg	m/s	100 m	52,560	50,135	95.39	0
2	WS_100m_a_Avg	m/s	100 m	52,560	50,085	95.29	0
3	WS_80m_Avg	m/s	80 m	52,560	49,582	94.33	0
4	WS_60m_Avg	m/s	60 m	52,560	50,219	95.55	0
5	WS_40m_Avg	m/s	40 m	52,560	50,393	95.88	0
6	WS_20m_Avg	m/s	20 m	52,560	50,258	95.62	0
7	WD_100m_Avg	°	100 m	52,560	50,756	96.57	0
8	WD_20m_Avg	°	20 m	52,560	50,767	96.59	0
9	T109_C_Avg	°C	109 m	52,560	50,780	96.61	0
10	BP_28_Avg	kPa	20 m	52,560	50,780	96.61	0

由表 2.3-2 可见，#1150 测风塔测风数据满足 GB/T18710-2002《风电场风能资源评估办法》中规定的有效完整率大于 90%的要求，可用于风电场风能资源评估。

2.3.2.2 测风数据合理性检验

根据《风电场工程风能资源测量与评估技术规范》（NB/T 31147-2018），对测风塔的测风数据进行检验，判断观测数据的相关参数是否超出有效范围、其变化趋势是否合理，并对测风塔同一时段不同高度的风速、风向数据进行对比分析，根据有效值范围，

并结合测风塔数据的相互参考验证，分析判断出不合理的测风数据。

表 2.3-3 风电场测风数据合理性检验判别标准

项目	主要参数	单位	合理取值范围
范围检验	10min 平均风速值	m/s	0~40
	10min 平均风向值	°	0~360
	10min 平均气压值	kPa	50~110
	平均气温	°C	-40~50
趋势检验	风速连续无变化持续时间	h	<6
	风向连续无变化持续时间	h	<6
	1 小时平均风速变化	(m/s)	0~6
	1 小时平均温度变化	(°C)	-5~5
	3 小时平均气压变化	(kPa)	-1~1
关系检验	相同高度 10min 平均风速差	(m/s)	0~2
	相差 20m 高度 10min 平均风速差	(m/s)	0~3
	相差 40m 高度 10min 平均风速差	(m/s)	0~5
	相差 20m 高度 10min 平均风向差	°	0~22.5°

表 2.3-4 风电场测风数据合理性检验判别标准

高度	主要参数合理参考值	超出范围次数	超出比例 (%)
100m 80m 60m 40m 20m	0≤10min 平均风速值<40m/s	0	0.00
	0≤10min 平均风向值<360°	0	0.00
	50≤10min 平均气压值<110	0	0.00
	-40≤平均气温<50	0	0.00
	100m 平均风速变化<6m/s	126	0.24
	80m 平均风速变化<6m/s	112	0.21
	60m 平均风速变化<6m/s	106	0.20
	40m 平均风速变化<6m/s	98	0.19
	20m 平均风速变化<6m/s	94	0.18
	1 小时平均温度变化<5℃	22	0.04
	3 小时平均气压变化<1	0	0.00
	100/80m 高度平均风速差值<3m/s	622	1.18
	100/60m 高度平均风速差值<5m/s	118	0.22
	80/60m 高度平均风速差值<3m/s	550	1.05
	80/40m 高度平均风速差值<5m/s	480	0.91
	60/40m 高度平均风速差值<3m/s	441	0.84
	60/20m 高度平均风速差值<5m/s	1584	3.01
	40/20m 高度平均风速差值<3m/s	2901	5.52
	100/20m 风向差值<45°	13918	26.48

应对通过合理性检验的数据进行整体检验，宜包括相关检验、分布检验和风切变检验，整体检验标准见下表。

表 2.3-5 整体检验标准

检验项	参考范围
相关检验	高度在 50m 及以上的各层风速相关系数宜高于 0.95
分布检验	风速分布宜符合威布尔分布，风向分布区间宜大于 180°
风切变检验	风切变指数超过 0.2 时应进一步分析其合理性，参考值可根据当地风况特点调整

经数据检验分析，1150#测风塔各高度层有效数据合理性均在规范要求范围内，50 米以上各高度层相关性均在 0.95 以上，数据合理满足后续评价要求。

2.3.2.3 塔影分析

对原始数据分析 100mA 与 100mB 高度风速传感器，绘制 100mA 与 100mB 风速传感器按照扇区的风速比值图如下图：

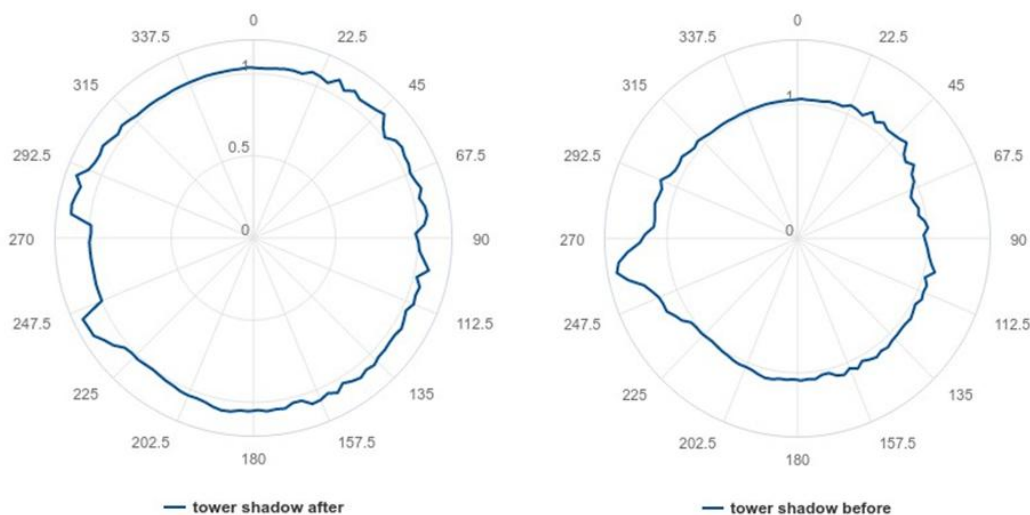


图 2.3-2 Mast1150 测风塔 100mA 与 100mB 比值扇区图

根据上图，推测 100mA 安装于 259.5 扇区附近，100mB 安装于 79.5 附近，因此，70.5 扇区来风，使 259.5 附近方向安装的 100mA 传感器受到影响，风速明显下降，250.5 扇区来风，使 79.5 附近安装的 100mB 传感器受到影响。

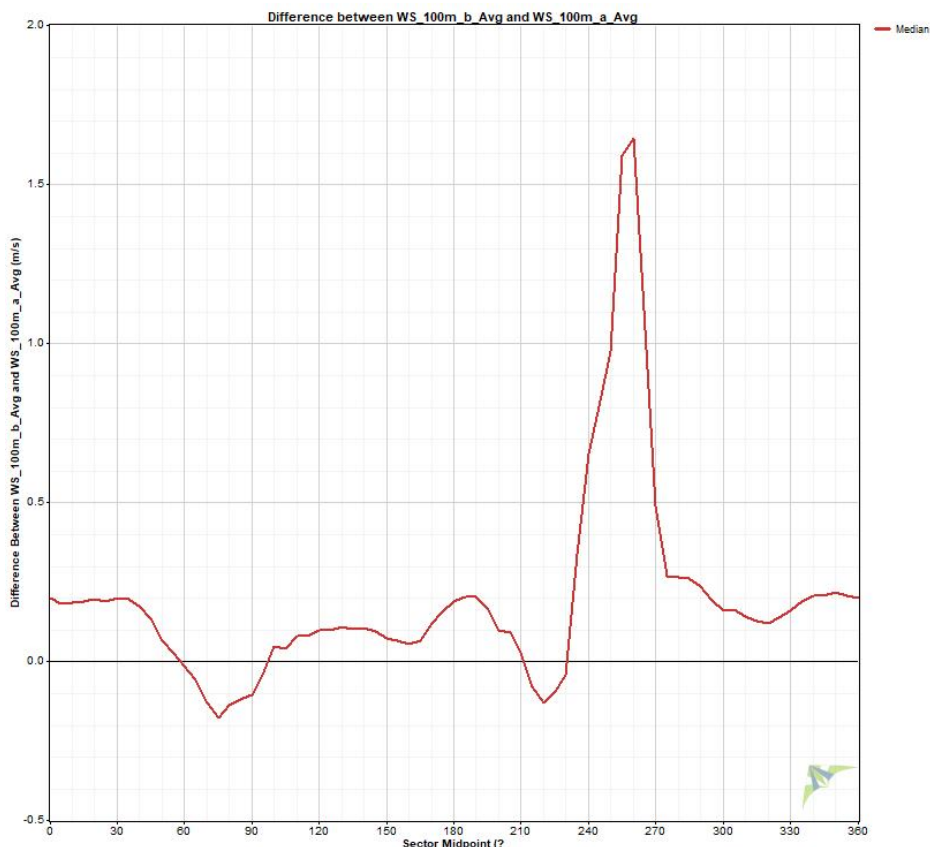


图 2.3-3 Mast1150 测风塔 100mB-100mA 在不同扇区差值图

由图 2.3-3 可知，在 60°~100°扇区风速取 100mA 测风数据，在 230°~280°扇区风速取 100mB 测风数据，其余扇区取 A、B 两个测点的平均值，最终经塔影分析修正 100 米高度平均风速为 7.27m/s。

2.3.3 测风数据相关性分析

2.3.3.1 测风塔不同高度测风数据相关

1150#测风塔有完整一年的测风数据，不同高度不合理风速数据可根据相邻高度风速数据进行插补，各相邻高度间相关关系公式及相关系数见表 2.3-5 及图 2.3-4。由表可以看出，各相邻高度间相关系数均在 0.94 以上，高度在 50m 及以上的各层风速相关系数高于 0.98。

表 2.3-5 1150#测风塔各相邻风速层相关关系

风速层次	相关公式	R
x-1150#测风塔 80m, y-1150#测风塔 a100m	$y=1.01x-0.021$	0.993
x-1150#测风塔 60m, y-1150#测风塔 80m	$y=1.016x-0.007$	0.993
x-1150#测风塔 40m, y-1150#测风塔 60m	$y=0.987x+0.36$	0.987

x-1150#测风塔 20m, y-1150#测风塔 40m	$y=0.968x+0.711$	0.946
--------------------------------	------------------	-------

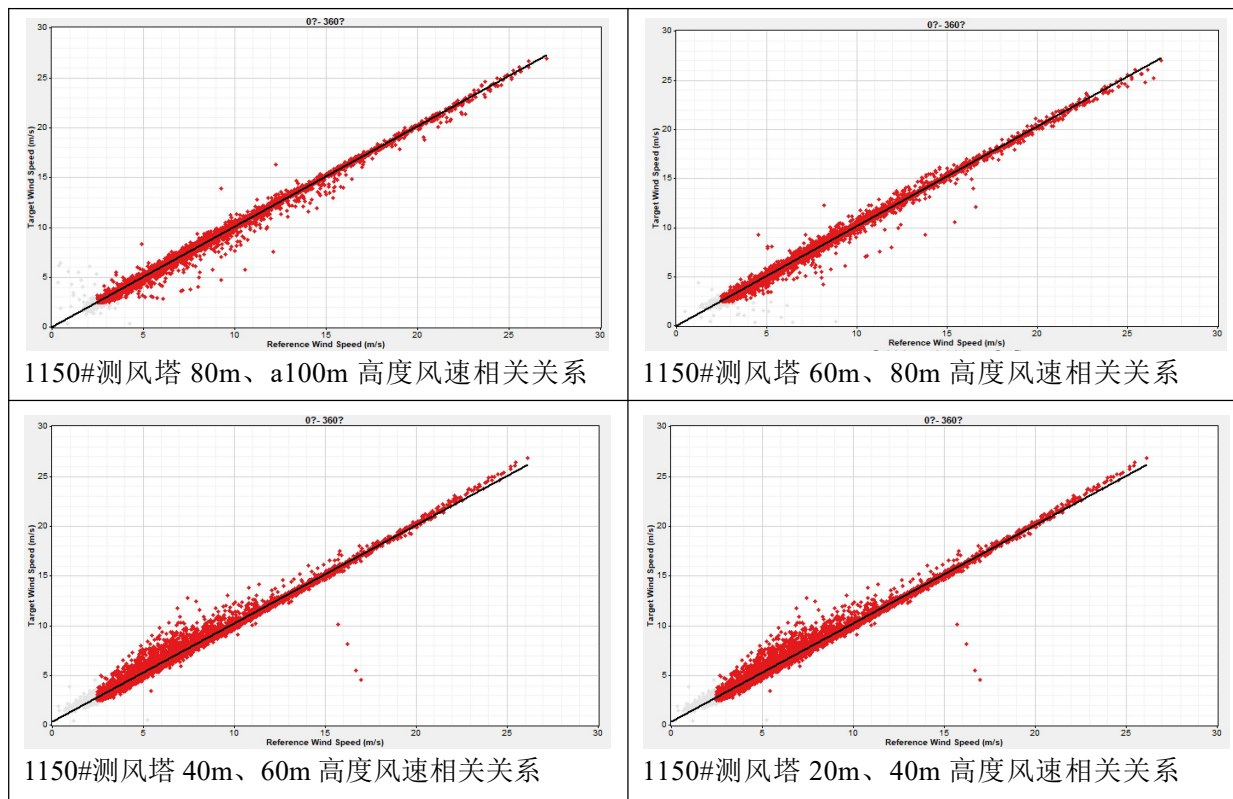


图 2.3-4 1150#测风塔相邻测风高度间相关关系

2.3.3.2 测风塔不同高度测风数据与中尺度数据相关

1150#测风塔缺测部分风速数据可根据中尺度再分析数据进行插补，各相邻高度间相关关系公式及相关系数见表 2.3-6 及图 2.3-5。由表可以看出，各相邻高度间相关系数均在 0.6 上。

表 2.3-6 1150#测风塔各高度与 ERA5 风速相关关系

风速层次	相关公式	R
x-ERA5 100m, y-1150#测风塔 a100m	$y=1.217x+0.273$	0.666
x-ERA5 100m, y-1150#测风塔 80m	$y=1.202x+2.036$	0.663
x-ERA5 100m, y-1150#测风塔 60m	$y=1.198x+2.024$	0.683
x-ERA5 100m, y-1150#测风塔 40m	$y=1.212x+1.735$	0.693

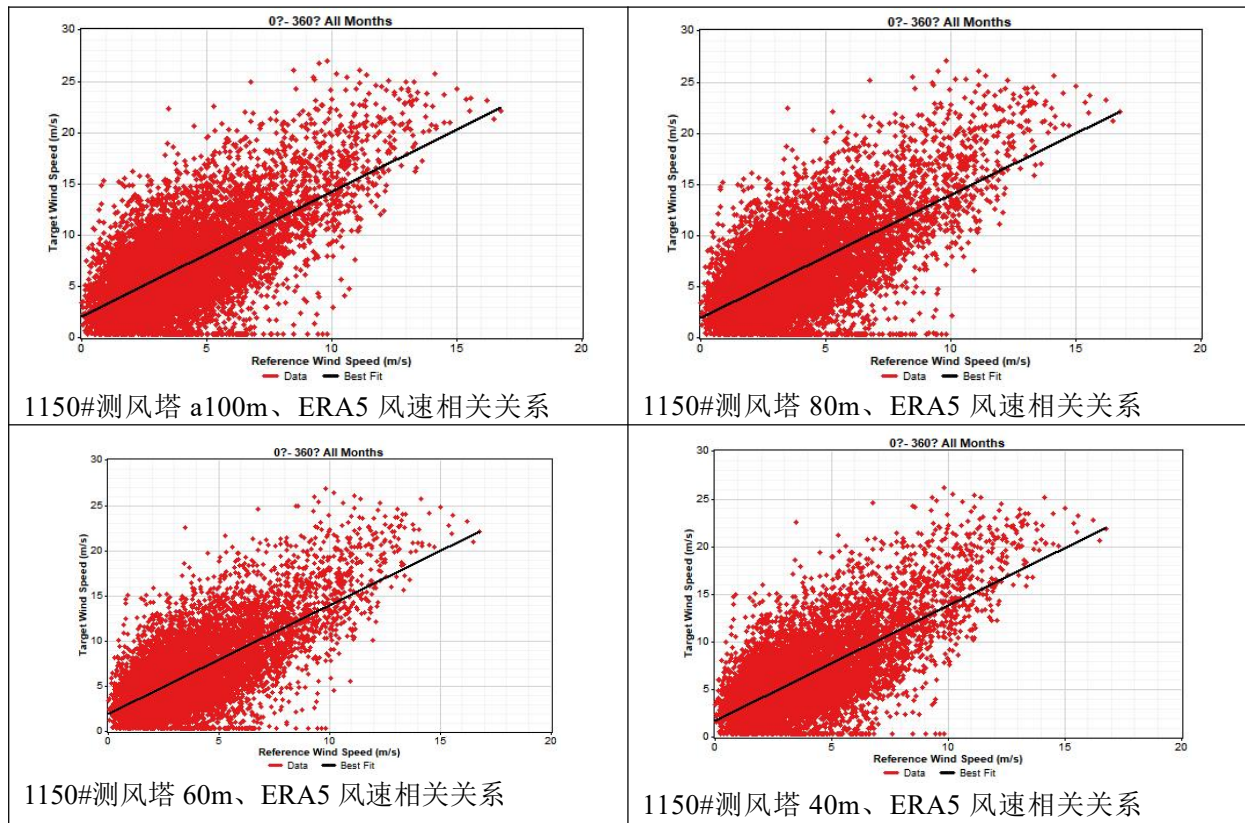


图 2.3-5 1150#测风塔不同高度测风数据与中尺度数据相关关系

由于 1150#测风塔不同高度测风数据与中尺度相关性系数仅为 0.6 左右，相关性一般考虑到经同塔不同高度数据插补后，测风数据完整率达到 95%左右。若仍然采用中尺度数据进行插补，带来一定不确定性，且会损失 10 分钟湍流强度信息，故暂不采用中尺度数据进行插补。

2.3.4 测风塔代表性

区域机位高程介于 2510m~2655m，机位处平均海拔约 2567m，区域内山脊较为连续，整体地势相对较高，山脊为裸露岩体。1150#测风塔位于场区南侧，距离最远机位点约 2.2 公里，测风塔海拔为 2698m。根据《风电场工程风能资源测量与评估技术规范》（NB/T31147-2018）要求，复杂地形风电场测风塔代表性的有效控制区域半径不宜超过 2km，测风塔与预装风电机组的海拔高差不宜大于 50m。因此，测风塔代表性一般。

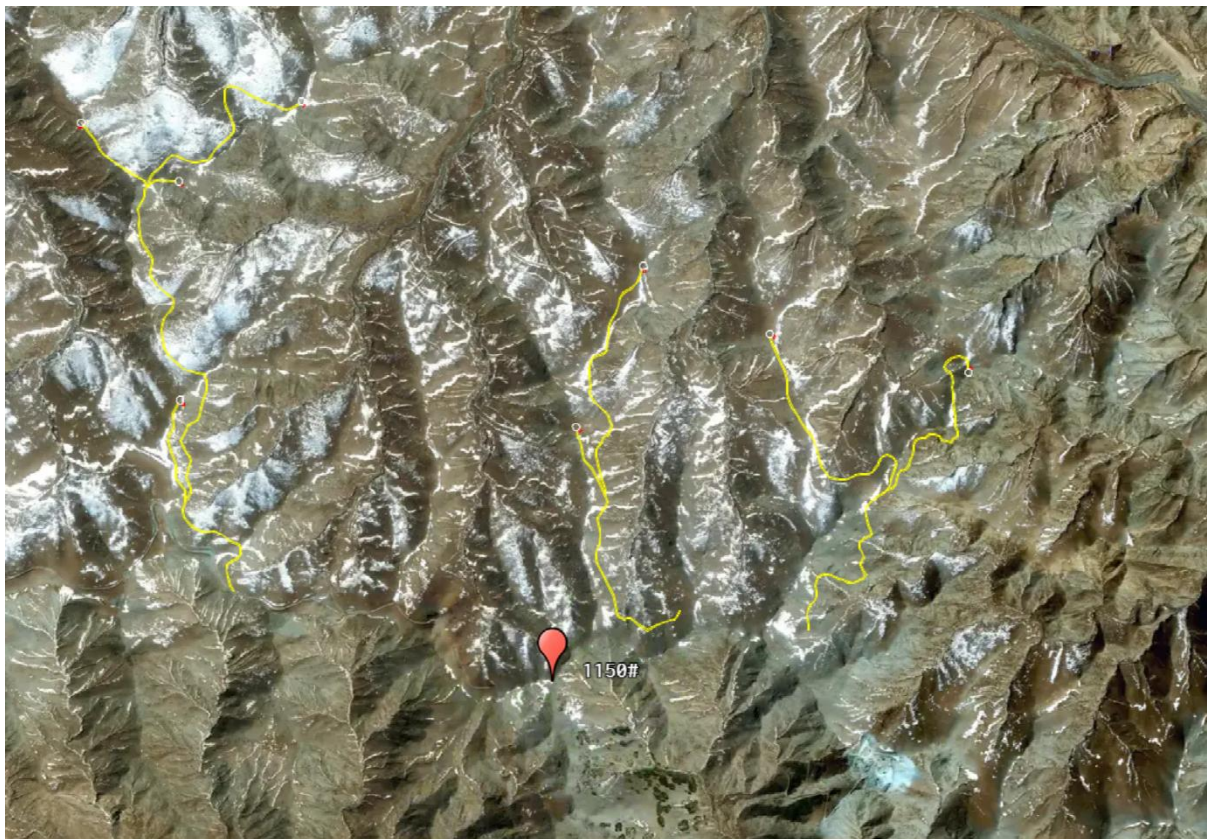


图 2.3-6 1150#测风塔与风机相对位置图

2.3.5 测风数据长期订正

近年来，在风能资源评估时，测风塔周边气象站相关性较差时，往往采用 MERRA2 或 ERA5 数据进行代表年分析。NASA 戈达德地球科学数据和信息服务中心提供了 MERRA 数据、数据的访问方法以及数据服务。GES DISC 支持大量地面观测数据、多卫星传感器和模式数据存档，包括 MERRA 资料。戈达德地球观测系统(GEOS)的资料同化系统(DAS)是 NASA 用来生成气象资料同化产品的重要工具，而 MERRA 则是其中产品之一，MERRA 意为现代的回顾性分析研究与应用。MERRA 是 NASA 为卫星时代提供的大气再分析资料，致力于天气和气候时间尺度与水循环相关领域。

ERA5 是 ECMWF 第五代全球气候再分析数据集，包括 1950 年至今的再分析数据。ERA5 可提供逐小时的大气再分析数据，水平空间分辨率为 $0.25^{\circ} \times 0.25^{\circ}$ ，与 ERA-Interim（6 小时、 $1.5^{\circ} \times 1.5^{\circ}$ ）相比提供了更为齐全的地表参数、等压层分层数据和相关非时变参数。目前在测风数据插补、长序列订正等方面具有广泛的应用，其评估结果具有一定的参考价值。

由于参证气象站没有同期数据对比，本阶段选取距离本风电场测风塔的 50m 高度最

近的 MERRA2 点数据（103.75° E，37.5° N）以及 100m 高度 ERA5 数据（103.75° E，37.5° N）作为参考，数据时段为 1991 年 1 月 1 日至 2024 年 12 月 31 日）。将 MERRA2 同期数据及 ERA5 数据分别与测风塔 100m 高风速作相关关系，相关关系见下图。

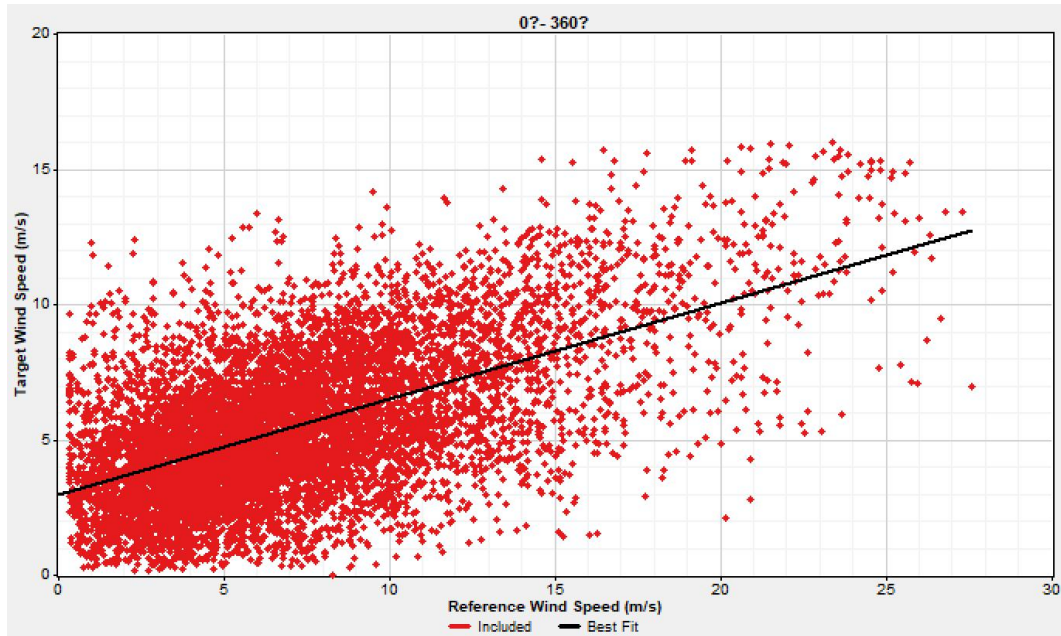


图 2.3-8 1150#测风塔与 merra2 数据相关关系图

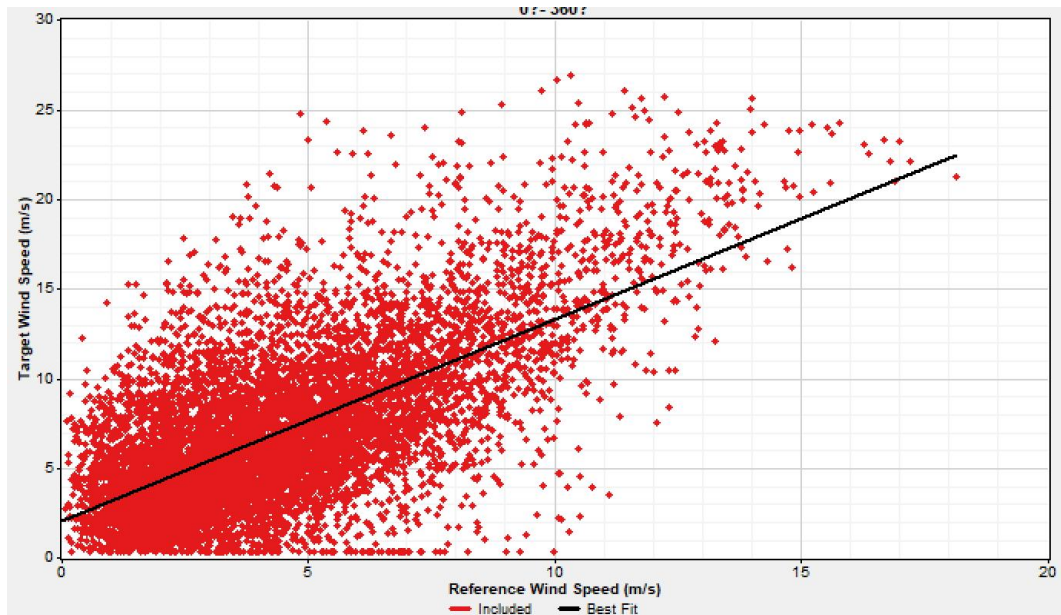


图 2.3-9 1150#测风塔与 ERA5 数据相关关系图

当前所取的 MERRA2 数据格点坐标与 ERA5 数据格点坐标一致，距离#1150 测风塔位置约 13.4km，位于测风塔主风向的上风向，海拔比测风塔处海拔低约 600m，两处位置主风向方向均无山体遮挡影响，风向频率一致性较好。但从图 2.3-8 可以看出，MERRA2 点与测风塔 100m 高处风速相关性一般， R^2 为 0.335，相关系数 R 为 0.579，

同位置 ERA5 格点数据与测风塔 100m 高处风速相关性较 MERRA2 数据要好， R^2 为 0.448，相关系数 R 为 0.669，故本阶段长期数据订正采用距离较近的 ERA5 数据进行。由于再分析资料是模式拟合数据，可能存在数据源变化而导致资料有效性、一致性不好等问题，尤其在山地风电项目显得尤为突出。

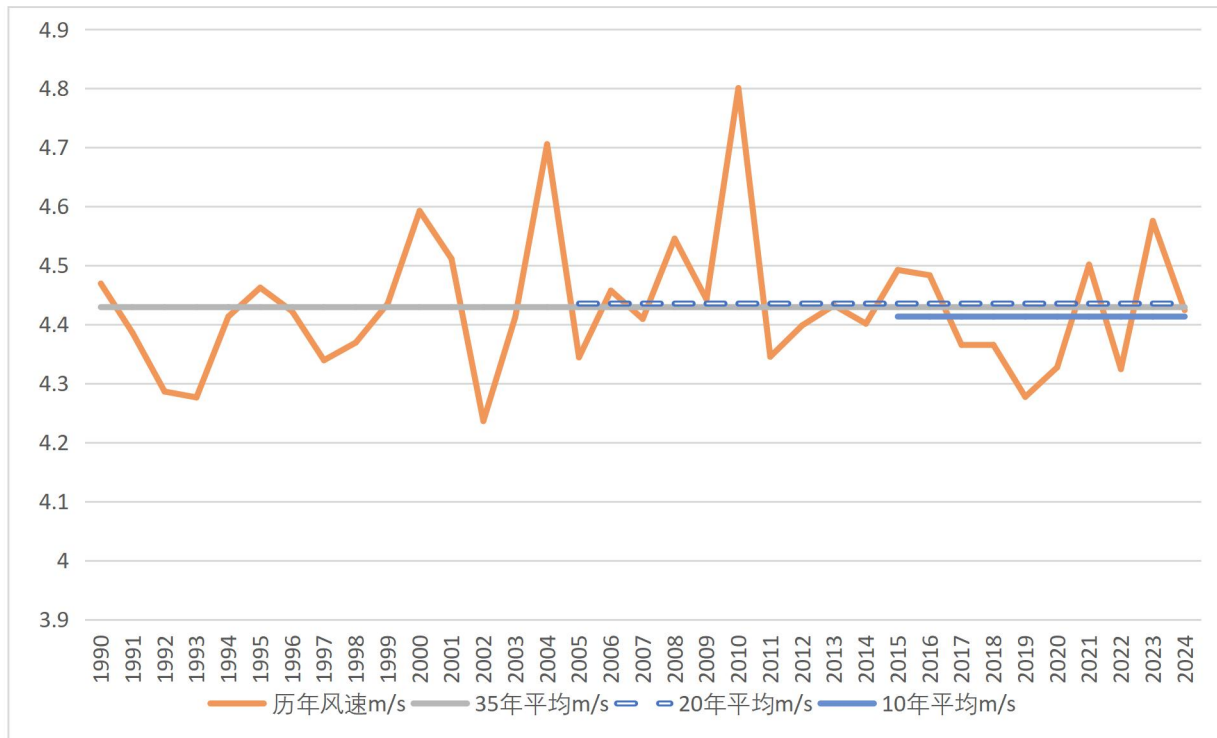


图 2.3-10 ERA5 数据点近 33 年风速年际变化

由图 2.3-10 看出，近 33 年中尺度 ERA5 数据多年平均风速为 4.38m/s，近 20 年中尺度 ERA5 数据多年平均风速为 4.40m/s，近 10 年 ERA5 数据多年平均风速为 4.35m/s，整体风速呈下降趋势。

取 ERA5 中尺度数据近 20 年平均风速作为长期参考平均风速水平，与 1150#测风塔 2021.1.1~2021.12.31 同期数据年平均风速为 4.45m/s，比长系列 ERA5 风速参考值偏高 0.47%，根据《风电场工程风能资源测量与评估技术规范》(NB/T31147-2018)判定 1150#测风塔选取的代表年平风年，无需对测风塔风速进行订正。

2.4 风资源评价

2.4.1 空气密度

景泰气象站多年平均气温 8.6℃，平均气压为 836.8hPa，计算空气密度为 1.035kg/m³，推算到风机平均轮毂高度后空气密度为 0.931kg/m³。

1150#测风塔设有气温、气压传感器，经统计该塔处测风年有效数据，平均气温为

3.8℃，平均气压为 73.33kPa，计算空气密度为 0.911kg/m³。

计算公式如下：

$$\rho = P/RT$$

式中： ρ -年平均空气密度，kg/m³；

P-年平均气压，Pa；

R-气体常数，287J /kg·K；

T-年平均空气开氏温标绝对温度，K，（℃+273）。

综上，由于场区风机布置在 2510~2655m 间，风机轮毂高度为 125m，风机平均轮毂高度为 2692m，#1150 测风塔海拔为 2698m。考虑到测风塔更具代表性，风电场轮毂高度处空气密度取为 0.911kg/m³。

2.4.2 平均风速、风功率密度

根据数据检验与整理以及对测风资料插补后的数据以及下式，最终测风塔整编后各高度逐月平均风速、平均风功率密度见表 2.4-1~2.4-2。

$$D_{WP} = \frac{1}{2n} \sum_{i=1}^n (\rho) (v_i^3)$$

式中： D_{WP} -平均风功率密度，W/m²；

n-在设定时段内的记录数；

ρ -空气密度，kg/m³；

v_i^3 -第 i 记录的风速(m/s)值的立方。

将整编好的各高度观测数据进行统计分析，见图 2.4-1~2.4-7。

1150# 测风塔实测各高度平均风速在 6.22~7.32m/s，平均风功率密度在 320.1~438.6W/ m² 之间；平均风速最大出现在 100mB 处，为 7.32m/s，平均风功率密度最大出现在测风塔 100mB 处，为 438.6W/ m²；平均风速最小出现在 20m 处，为 6.22m/s，平均风功率密度最小出现在测风塔 20m 处，为 320.1W/m²。经塔影修正后 100m 高度平均风速为 7.27m/s,风功率密度为 426.8 W/ m²。测风塔 125 米轮毂高度处平均风速为 7.38m/s，平均风功率密度为 447W/ m²。

根据各测风塔的风速及风功率密度日变化曲线，风速日变化幅度较大，中午前后为风速低谷时段，傍晚到凌晨前后为风速较大时段。平均风功率密度日变化趋势与风速基本一致。

分析风速及风能的频率分布，1150#测风塔 125m 高度有效小时数（3~25m/s）为

8068h, 在 3m/s~25m/s 之间的风速频率为 92.1%, 风能频率为 96.3%。各月风速及风能频率分布见图 2.4-6。

表 2.4-1 测风塔不同高度处逐月平均风速统计表

塔号	高度	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
1150#	20m	6.94	6.54	6.39	7.61	7.99	6.44	5.40	5.29	5.26	4.81	7.10	5.59	6.22
	40m	7.31	7.14	6.93	7.95	8.36	6.92	5.99	5.68	5.88	5.47	7.57	5.98	6.72
	60m	7.58	7.45	7.16	8.37	8.50	7.20	6.28	5.88	6.14	5.73	7.81	6.26	6.97
	80m	7.82	7.65	7.36	9.15	8.50	7.26	6.34	5.94	6.19	5.73	7.90	6.37	7.08
	100m	7.99	7.84	7.48	8.91	8.63	7.42	6.50	6.09	6.36	6.09	8.13	6.57	7.27
	125m	8.12	7.96	7.60	9.05	8.77	7.54	6.60	6.18	6.46	6.19	8.26	6.67	7.38

表 2.4-2 测风塔不同高度处逐月风功率密度统计表单位: W/m²

塔号	高度	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
1150#	20m	486.0	308.8	328.8	683.9	527.1	308.5	168.6	164.6	154.4	148.6	501.6	221.0	320.1
	40m	541.4	363.5	375.3	688.5	554.1	340.4	196.6	186.1	180.9	185.9	541.5	264.5	356.6
	60m	573.3	388.0	396.1	781.9	561.2	359.3	215.0	197.7	196.8	202.5	570.3	290.8	379.3
	80m	613.2	419.1	423.7	995.0	564.9	372.5	224.0	206.2	205.2	207.9	600.7	307.4	399.2
	100m	658.4	451.4	453.7	844.1	596.7	399.5	241.8	221.1	223.8	235.8	653.1	332.6	426.8
	125m	690	473	475	885	625	419	253	232	235	247	684	349	447

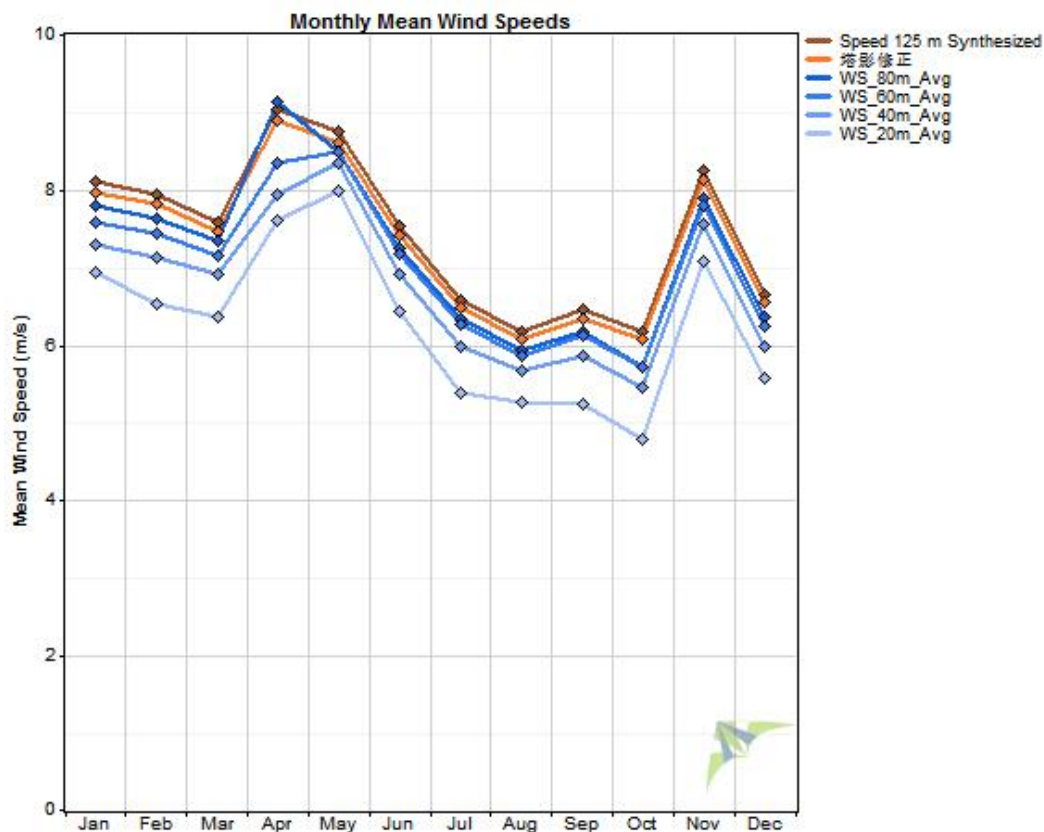


图 2.4-1 测风塔不同高度处风速年变化曲线

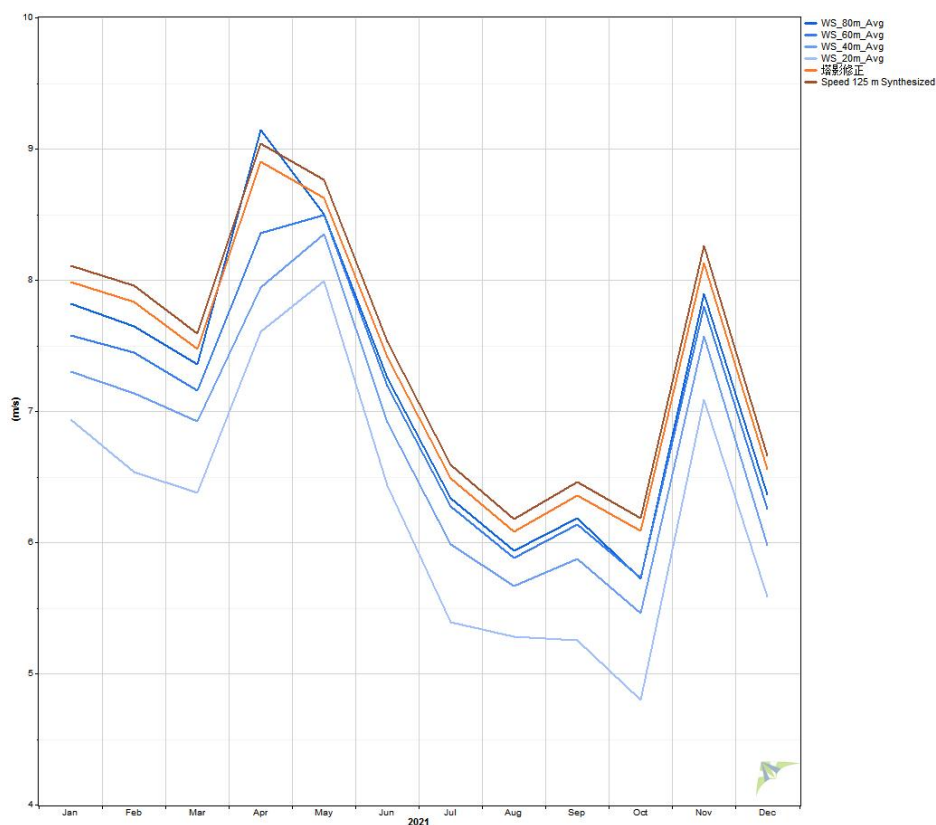


图 2.4- 2 测风塔不同高度处风功率年变化曲线

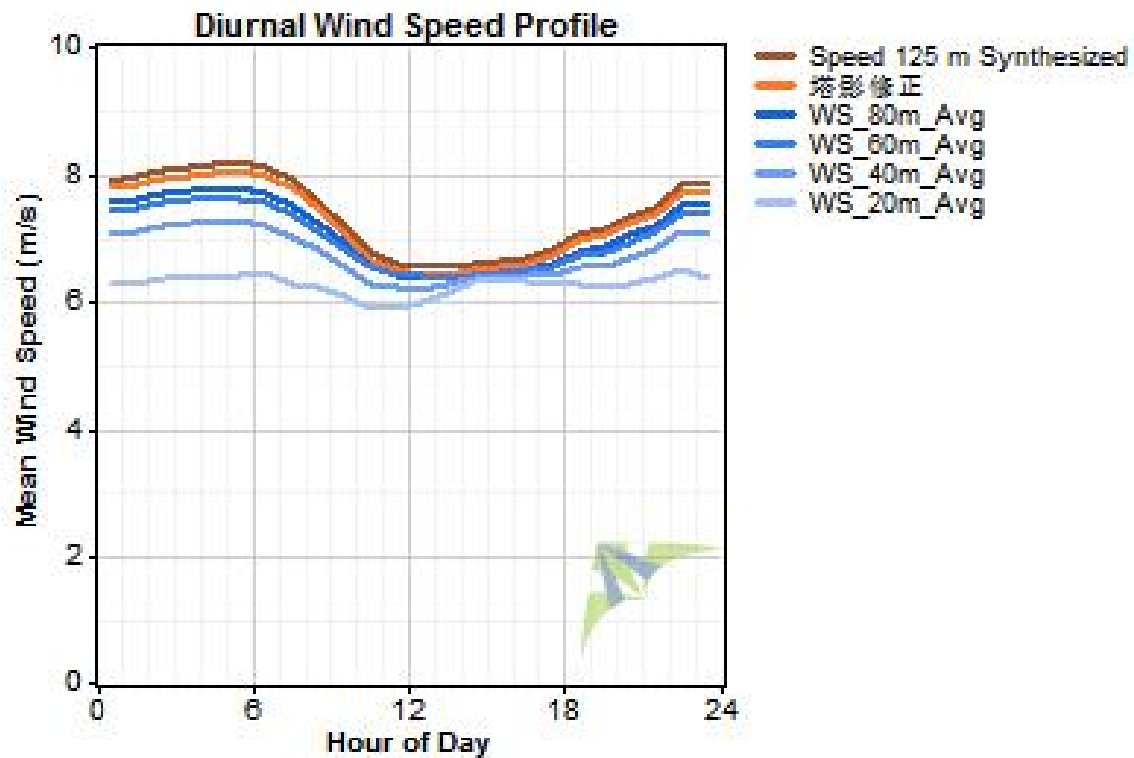


图 2.4-3 测风塔不同高度处风速日变化曲线

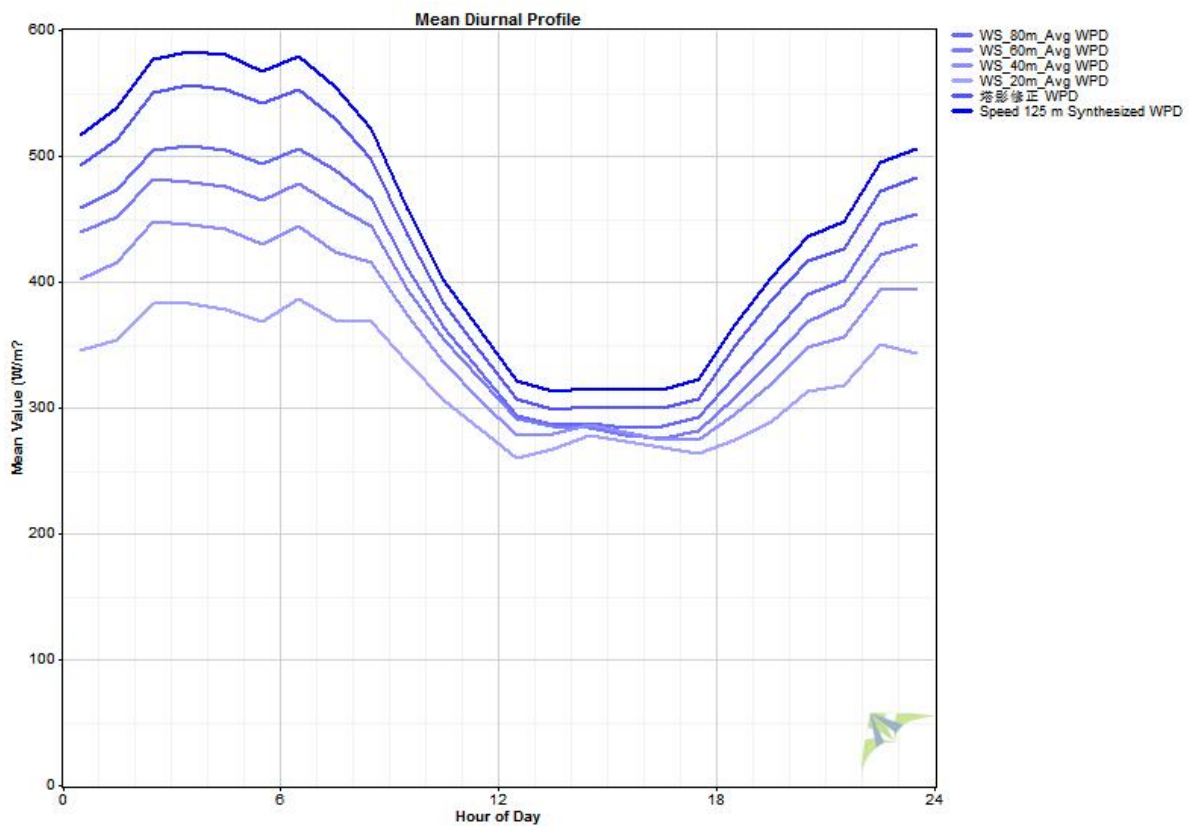


图 2.4-4 测风塔不同高度处风功率日变化曲线

表 2.4-3 轮毂高度处不同扇区下风频、风速、风能频率、风功率密度变化表

	Direction	Frequency	Mean	Frequency	Mean
	Sector	(%)	m/s	(%)	W/m ²
1	348.75°- 11.25°	7.99	7.333	14.89	460.56
2	11.25°- 33.75°	4.451	4.29	4.53	77.25
3	33.75°- 56.25°	3.285	3.301	1.96	30.51
4	56.25°- 78.75°	3.062	2.885	1.33	26
5	78.75°- 101.25°	2.824	2.634	1.57	21.49
6	101.25°- 123.75°	3.405	3.36	1.92	30.05
7	123.75°- 146.25°	3.786	3.645	2.81	41.4
8	146.25°- 168.75°	4.492	4.523	2.46	68.99
9	168.75°- 191.25°	5.405	5.572	4.47	103.9
10	191.25°- 213.75°	6.739	6.471	9.4	239.89
11	213.75°- 236.25°	6.083	5.98	7.57	169.9
12	236.25°- 258.75°	7.298	7.097	5.02	349.85
13	258.75°- 281.25°	5.072	4.444	2.39	148.63
14	281.25°- 303.75°	3.769	3.319	2.05	64.84
15	303.75°- 326.25°	6.078	5.836	7.03	198.5
16	326.25°- 348.75°	10.412	9.775	30.59	933.42
17	All data	100	7.336	100	439.59

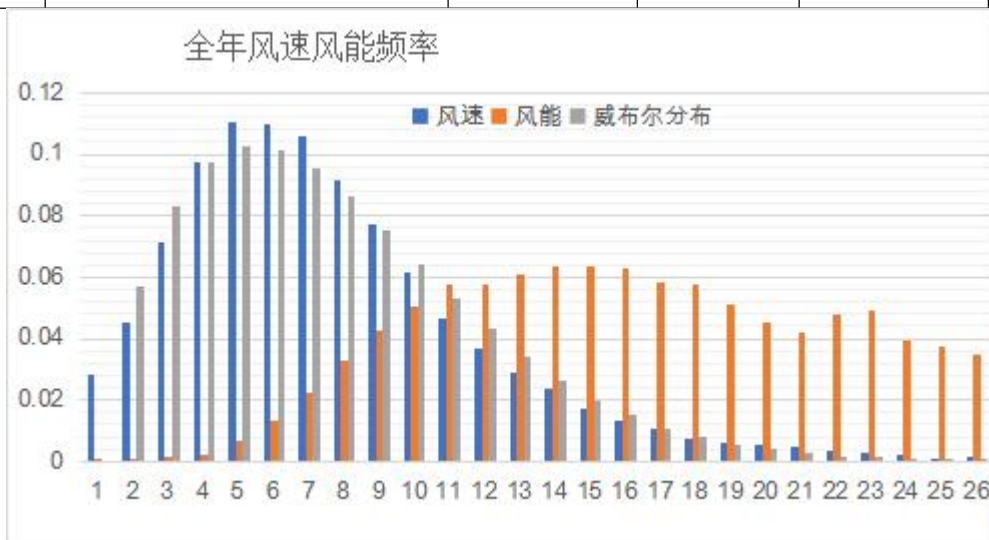
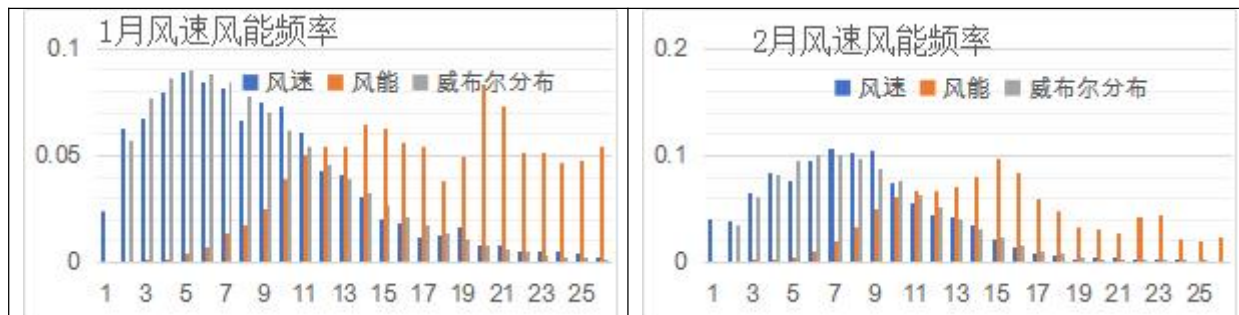


图 2.4-5 125m 轮毂高度处风速频率分布直方图



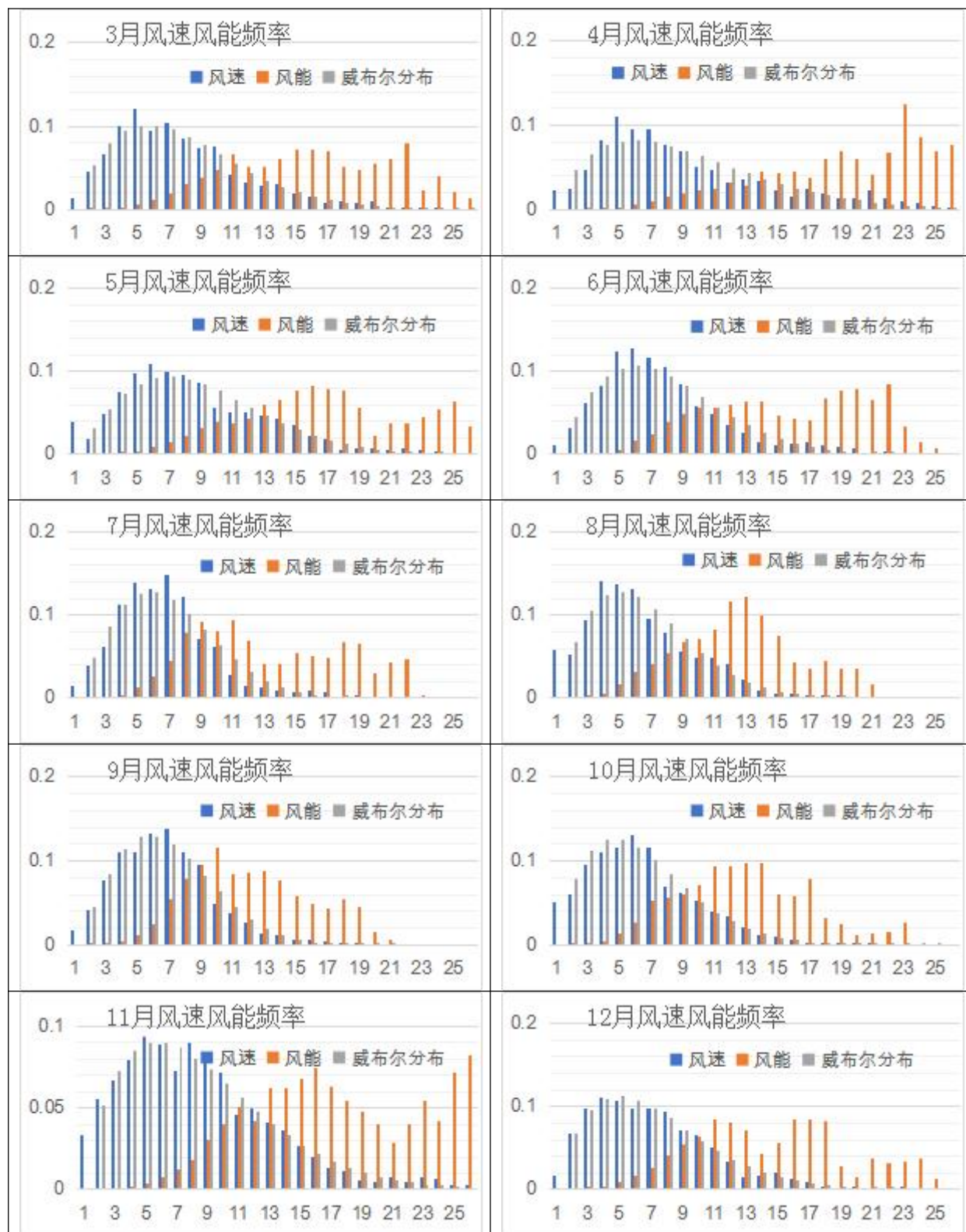


图 2.4-6 125m 轮毂高度处各月风速频率分布直方图

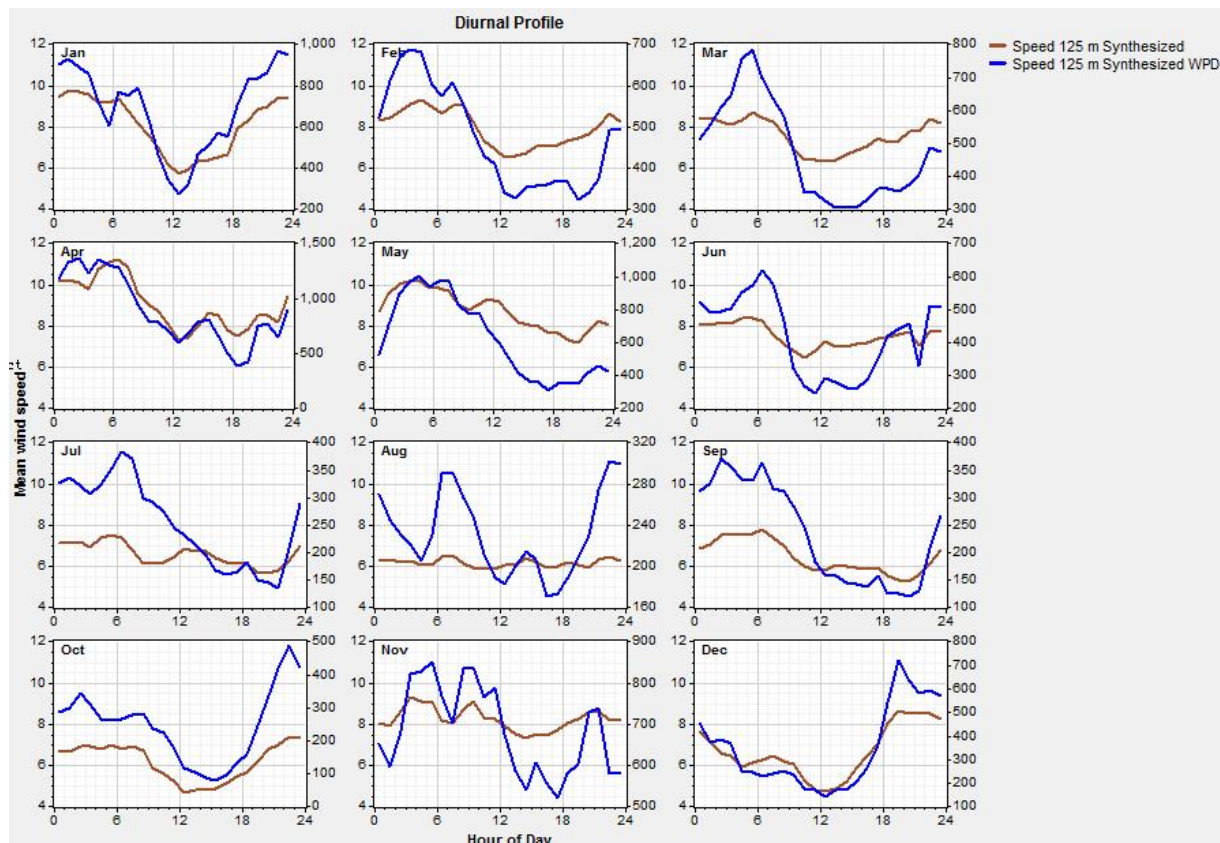


图 2.4-7 1150#测风塔 125m 轮毂高度处的各月风速和风功率日变化曲线图

2.4.3 风向分析

不同高度风向频率及风功率密度方向分布(风向、风能玫瑰图)，以及分月风向、风能玫瑰图见图 2.4-8~2.4-11。可以看出 1150#测风塔 20m、100m 的风向玫瑰图比较接近。1150#测风塔 100m 风向较为集中，以 NNW 为主，N 方向也有较大概率；由图 2.4-10 及图 2.4-11 中尺度数据的风向及风能玫瑰显示，主风向为 NW、主风能方向为 NW，与实测风向接近。

风能较风向分布更为集中，1150#测风塔 100m 高度以 NNW 为主，次主风能方向为 N，与风向玫瑰方向比较接近。125 米轮毂高度处风能及风向分布参照测风塔 100 米高度风速数据。

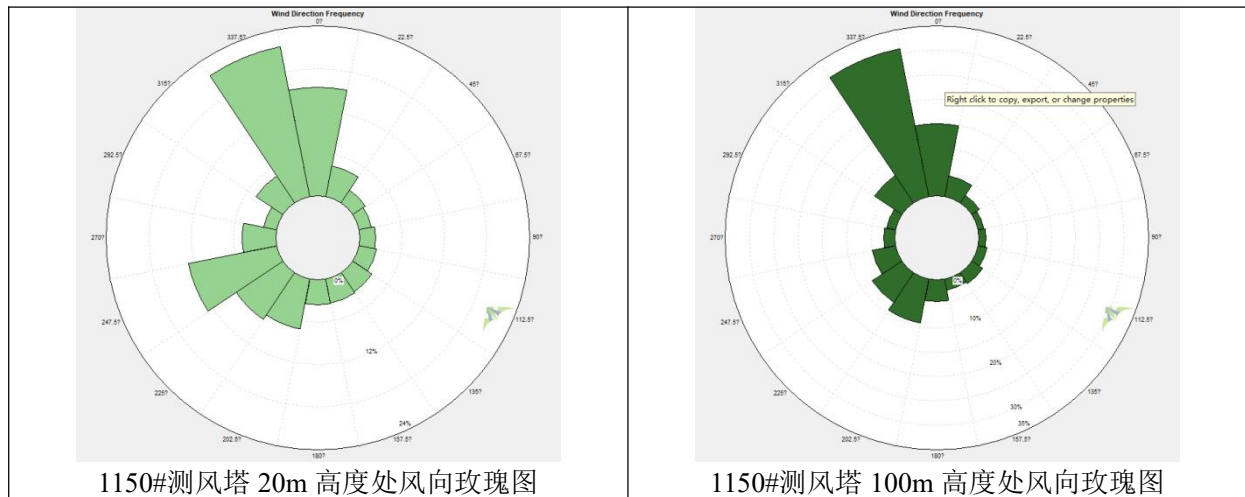


图 2.4-8 1150#测风塔各高度观测期间风向玫瑰图

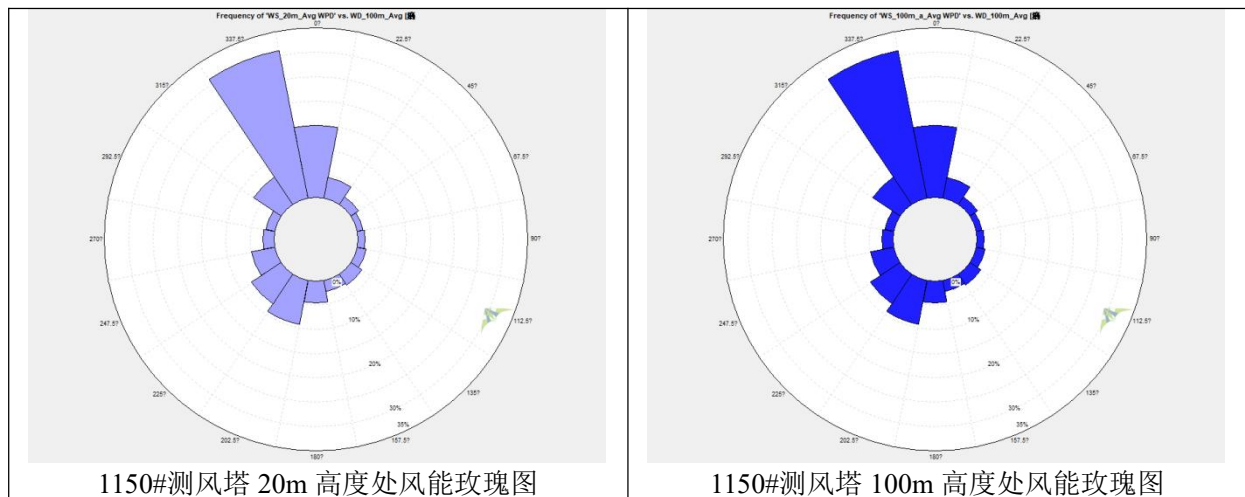


图 2.4-9 1150#测风塔各高度观测期间风能玫瑰图

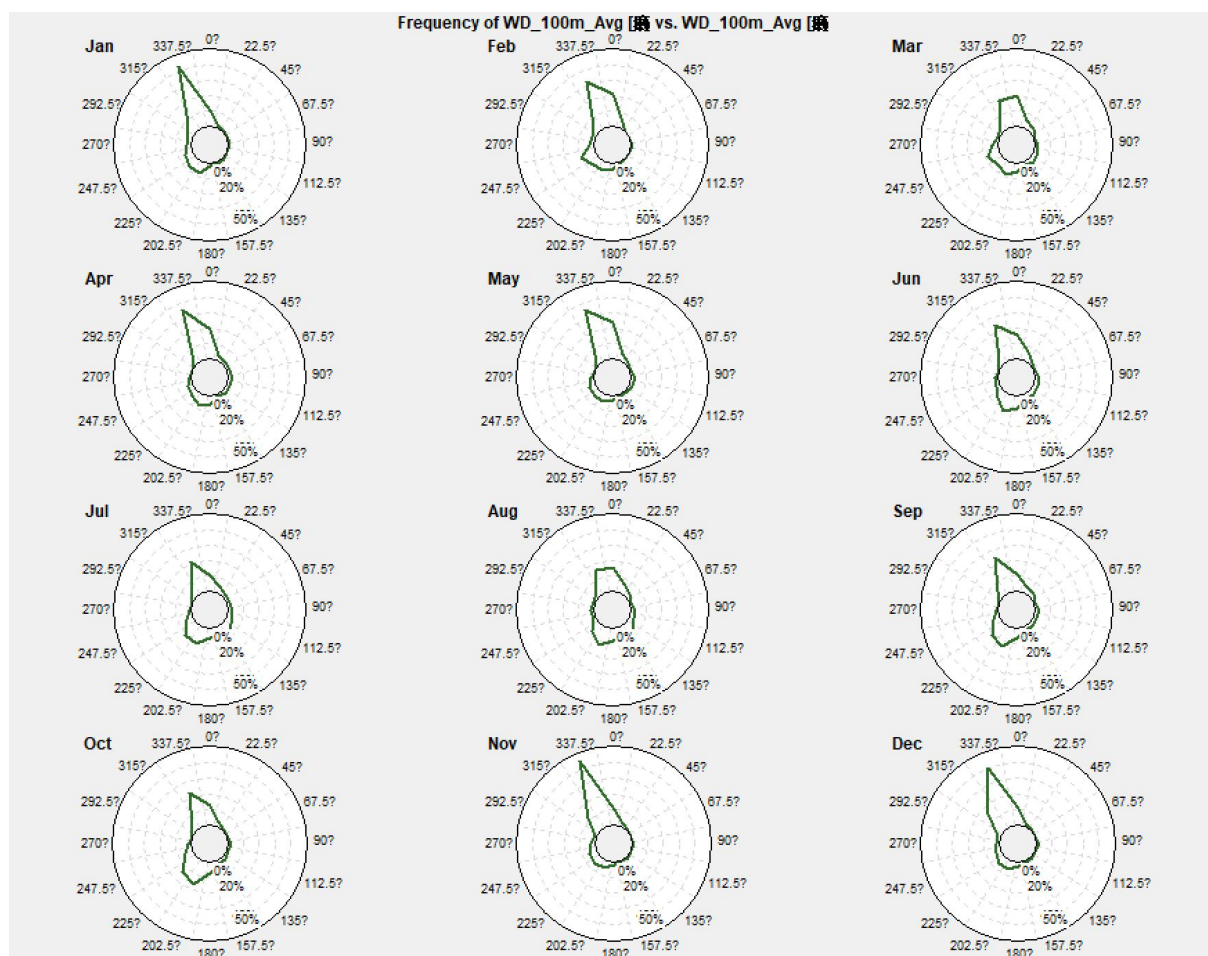


图 2.4-12 1150#测风塔 100m 层各月风向玫瑰

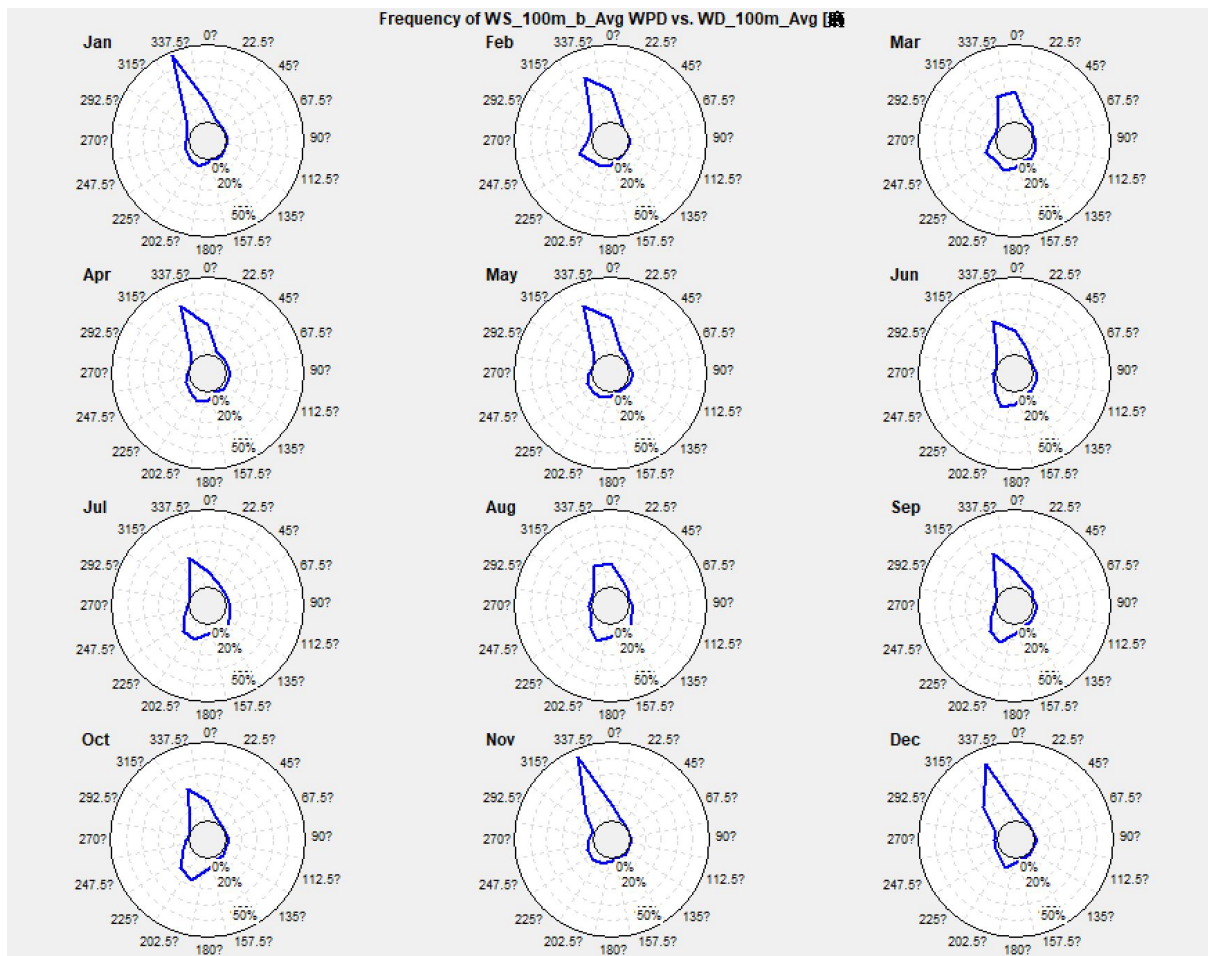


图 2.4-13 1150#测风塔 100m 层各月风能玫瑰

2.4.4 风切变指数

风切变指数是表征风速垂直变化的主要特征量之一。风切变是指在大气边界层中，由于受地球表面的作用，平均风速随高度变化的现象。风切变幂指数计算公式为：

$$u = u_1 \left(\frac{z}{z_1} \right)^a$$

根据测风塔代表年的各高度层的风速资料，其中 100 米高度层有两个风速仪，100mB 风速比 100mA 风速高出约 0.2m/s，如按 100mB 风速拟合切变指数，存在高层切变跳变陡增，如按塔影分析后 100m 高度风速 7.27m/s 推算综合切变，基本符合山地风资源切变变化趋势，一般对于山地项目而言，随着高度的增加，切变呈降低趋势。分析得到各测风塔的风切变指数见表 2.4-4，风廓线拟合图见图 2.4-14。

表 2.4-4 1150#测风塔风切变指数统计表

高度层	风速	100m	80m	60m	40m	20m
100m	7.27					
80m	7.12	0.1				
60m	7.04	0.07	0.043			
40m	6.79	0.077	0.072	0.88		
20m	6.31	0.091	0.092	0.100	0.111	

1150#测风塔所在位置无植被影响，20m 高度受下垫面影响不大。根据 20m~100m 高度风速拟合的风切变指数为 0.091，60~100m 高度风切变值为 0.07、并以此来推算轮毂高度风速。

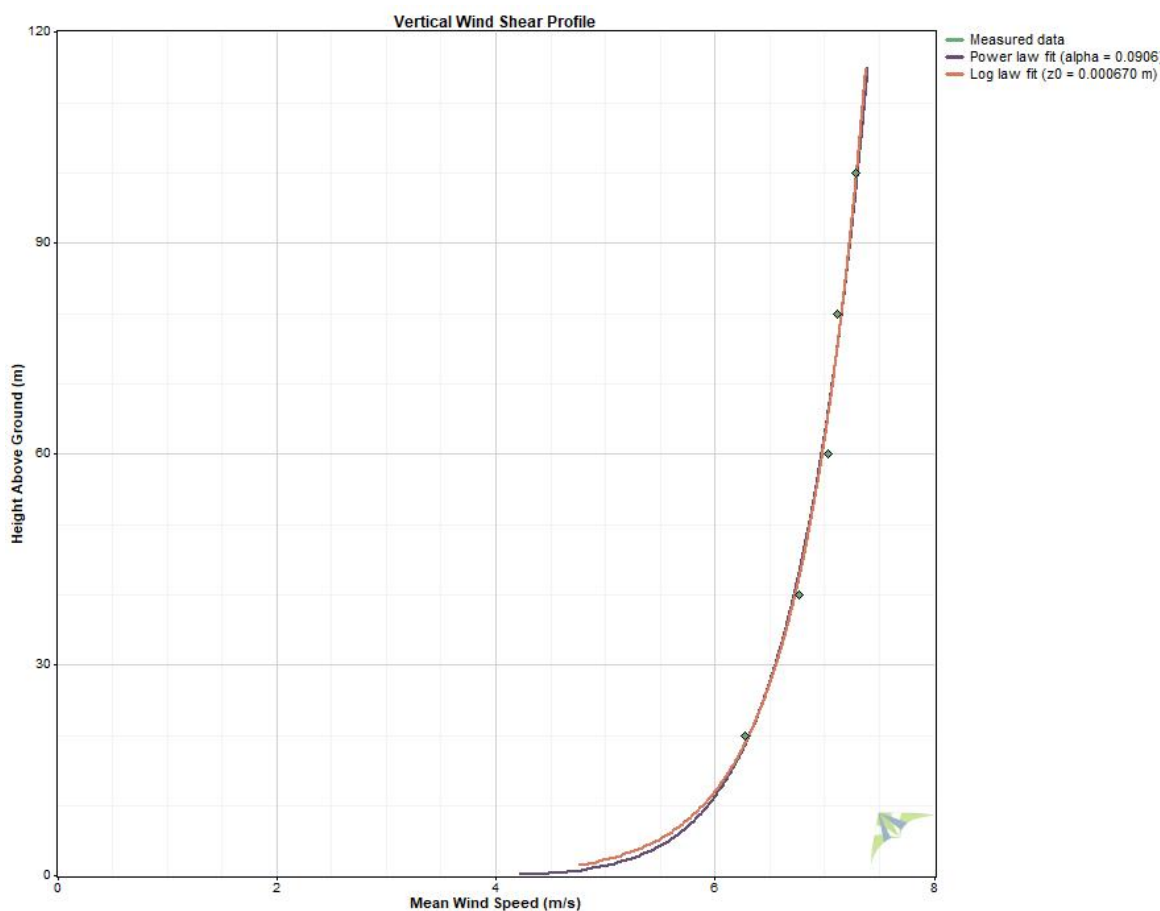


图 2.4-14 1150#测风塔风廓线拟合图

2.4.5 湍流强度

分析 1150#测风塔实测资料，各高度湍流强度见表 2.4-5。1150#测风塔湍流强度在 0.14~0.16 之间，各高度层 15m/s 代表性湍流强度介于 0.135~0.160 之间，其中 100m 高度代表性湍流强度 0.139。

表 2.4-5 1150#测风塔各高度湍流强度统计表

测风高度	100mb	100ma	80m	60m	40m	20m
所有风速	0.14	0.15	0.13	0.13	0.15	0.16
I_{15} 代表性湍流强度	0.139	0.139	0.135	0.149	0.16	0.158
湍流等级	B	B	B	A	A	A

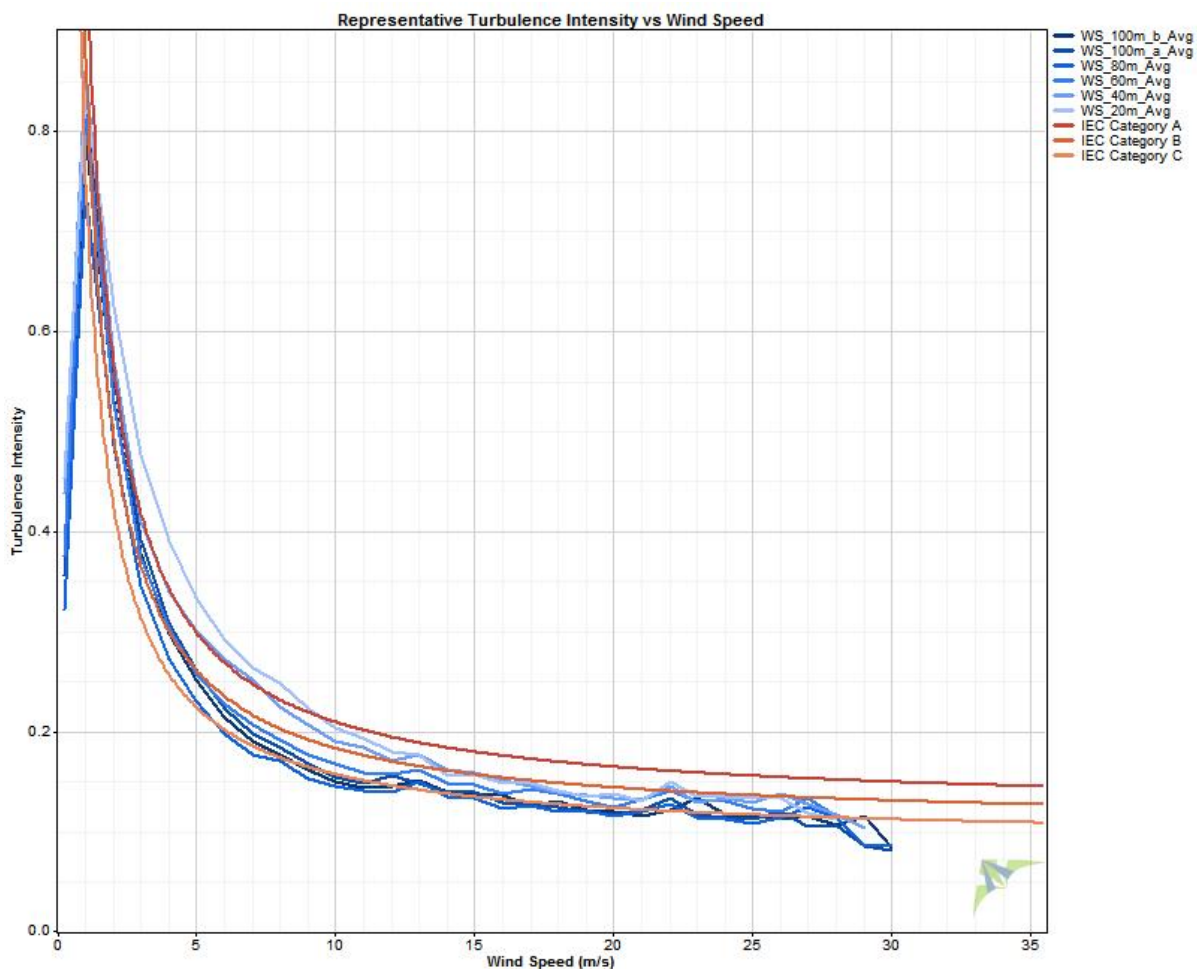


图 2.4-15 1150#测风塔代表性湍流强度分布图

根据上述各湍流强度统计表，可以看出 1150#测风塔 100m 高度以上代表性湍流强度接近 IEC B 类临界值，因此建议选用 IEC B 类及以上风电机组，各机位点处的湍流强度若出现超标类型，需进行载荷适用性计算。

2.4.6 50 年一遇最大风速（10min）

（1）风压法

国家《建筑结构荷载规范》（GB50009-2012）中的全国风压分布表，查得景泰县地区 50 年一遇最大风压为 0.4kN/m^2 ，相应的离地面 10m 高处 50 年一遇最大风速

为 25.3m/s。

由于测风塔 10m 高度无风速观测资料，通过 20m 高度 10m/s 以上高风速段，切变值 0.047，125m 采用#1150 测风塔大风切变推算轮毂高度 125m 处 50 年一遇最大风速为 28.5m/s，50 年一遇极大风速为 39.9m/s。

（2）五日最大风速法

由于景泰气象站距离场址较远，且地形海拔相差较大，本次通过五日雷暴法计算当地 50 年一遇最大风速。

五日雷暴法的原理同耿贝尔分析法相同，不同点在于五日雷暴法选取的数据为代表年测风数据。五日雷暴法是通过选取代表年每 5 日 10min 平均风速的最大风速作为样本序列（N=73），通过计算极值 I 型概率分布的相关参数，得出代表年 50 年一遇最大风速。

$$v_{50\max} = u - \frac{1}{\alpha} \ln \left(\ln \frac{50 \times 73}{50 \times 73 - 1} \right)$$

经计算采用 5 日雷暴法得到该地区 100 米高度 50 年一遇最大 10Min 风速为 49m/s，推算到标准空气密度下 50 年一遇最大风速为 42.0m/s。通过大风切变推算 125m 轮毂高度 50 年一遇最大风速为 42.4m/s，50 年一遇极大（3S）风速为按照 1.4 倍极值计算为 59.4m/s。

（3）EWM 方法计算 50 年一遇极大风速

#1150 测风塔 100m 高度层处实测最大风速为 30.13m/s，采用大风切变推算轮毂高度 125m 处 50 年一遇最大风速为 38.1m/s，换算标准空气密度下 50 年一遇最大风速为 33.2m/s，50 年一遇极大风速为 46.5m/s。

根据目前 IEC61400-1 2019，建议本风电场采用 IEC IIB 及以上风电机组。

2.4.7 风频曲线及威布尔分布参数

风频曲线采用威布尔分布，概率分布函数用下式表示：

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

式中：v 为风速；k、c 为威布尔参数。

根据《全国风能资源评价技术规定》中威布尔（Weibull）分布参数 k、c 的估算方法，计算威布尔分布参数，得到 1150#测风塔 125m 轮毂高度整编成果威布尔分布参数

$k=1.584$, $c=8.141$, 测风塔 125m 轮毂高度威布尔分布曲线见图 2.4-16。

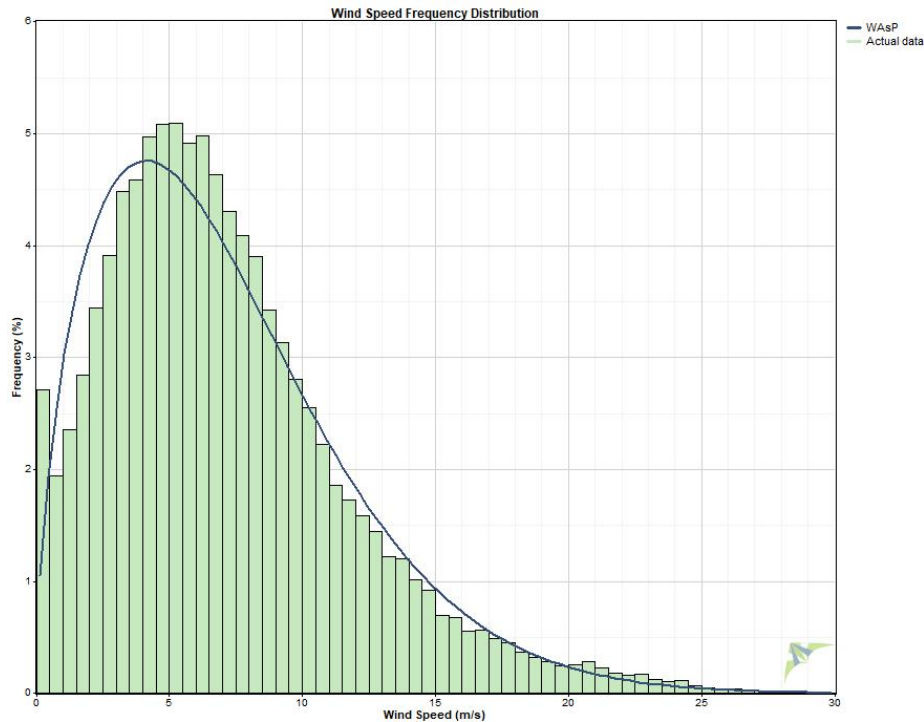


图 2.4-16 1150#测风塔 125m 轮毂高度威布尔分布曲线图

2.5 主要结论

(1) 1150#测风塔实测各高度平均风速在 6.22~7.32m/s，平均风功率密度在 320.1~438.6W/m² 之间；平均风速最大出现在 100mB 处，为 7.32m/s，平均风功率密度最大出现在测风塔 100mB 处，为 438.6W/m²；平均风速最小出现在 20m 处，为 6.22m/s，平均风功率密度最小出现在测风塔 20m 处，为 320.1W/m²，风能密度等级为 3 级。

(2) 经塔影修正后 100m 高度平均风速为 7.27m/s,风功率密度为 426.8 W/m²。测风塔 125m 轮毂高度处平均风速为 7.38m/s，平均风功率密度为 447W/m²。；完整年测风数据经长时间代表年分析为平风年，不再做代表年订正。

(3) 1150#测风塔 125m 高度有效小时数（3~25m/s）为 8068h，在 3m/s~25m/s 之间的风速频率为 92.1%，风能频率为 96.3%

(4) 经计算，场内空气密度为 0.911kg/m³。

(5) 1150#测风塔 20m、100m 的风向玫瑰图比较接近，1150#测风塔 100m 风向及较为集中，以 NNW 为主，N 方向也有较大概率。1150#测风塔风能分布，100m 高度以 NNW 为主，次主风能方向为 N，与风向玫瑰方向比较接近。125m 轮毂高度处风能及风向分布参照测风塔 100m 高度风速数据。

(6) 根据测风塔代表年的各高度层的风速资料，60m~100m 高度风速拟合的风切变指数为 0.07，以此来推算轮毂高度风速。

(7) 各高度层 15m/s 代表性湍流强度介于 0.135~0.160 之间，其中 100m 高度代表性湍流强度 0.139。

(8) 125m 轮毂高度 50 年一遇最大风速为 42.4m/s，根据目前 IEC61400-1 2019，本风电场适用 IEC IIB 级及以上风电机组。

3 工程地质与水文

浙能白银陇泰新能源有限公司景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目场址位于甘肃省白银市景泰县上沙沃镇西部山区，属陆上山地风电场。拟建区块距景泰县县城直线距离约 50km，目前场地内有简易山地土路可与 S308 省道相连通向周边，交通条件较为便利。

本工程装机容量为 50MW，拟安装 8 台风电机组。本次勘察暂时对风电机组场址区具代表性 3 个风机塔位进行初步勘察。

拟建项目所选场地地处景泰县上沙沃镇境域内，属构造剥蚀基岩低中山区，地形起伏变化大，地面高程介于 2500~2650m 之间，勘察场地及周边均为空旷荒山地。

本次勘察的 3 个风电机组塔位场地（Z04、Z05、Z07）位于构造剥蚀低中山山脊，外侧山坡陡峻，坡度一般在 51~75°之间，

3.1 区域地质环境

3.1.1 自然地理与交通条件

景泰县位于白银市西北。东临黄河，与靖远县（隶属白银市）隔河相望；西与古浪县、天祝县（隶属武威市）相邻；南依白银区（隶属白银市）、皋兰县和永登县（隶属兰州市）；北接宁夏回族自治区和内蒙古自治区。公路依托省道 201 线、308 线，以县城为中心，形成南通白银、兰州，北抵银川，西进武威至河西走廊的交通网络，省道 201 线二级油路纵贯全境，简易公路通达各个乡镇。

勘察区位于景泰县上沙沃镇井子沟地域内，S308 省道都在区内通过，距离景泰县城区约 50km，场地现主要靠简易山间土路出山与周边道路相连通向村镇、县城及其他地区，场内交通条件较差，外部交通条件便利。

3.1.2 区域气候及气象概况

景泰县属温带干旱大陆性气候，主要特点是冬冷夏热，昼夜温差较大，干旱少雨，蒸发量大，风沙时间与日照时数长，热量资源丰富。

景泰县年平均气温为 8.6℃。最高气温为 38.6℃（2000 年 7 月 24 日），最低气温-27.3℃（1958 年 1 月 15 日）。无霜期为 159 天。

景泰县多年平均降水量 184.8mm，最大降水量 298.9mm，最小降水量 94.8mm。干旱与湿润周期为 3-4 年，多年平均蒸发量 2190.2mm，是降水量的 12 倍。降水集中于 7-9 月，约占全年降水量的 61.5%，景泰县气象特征见图 2.2-1。降水量在区域上分布不均匀，从南向北逐渐减少。降水随海拔升高而增加。日最大降水量为 57.7 毫米

(1971 年 9 月 2 日); 最长连续无降水天数 111 天(1990 年 10 月 24 日—1991 年 2 月 11 日)。正路、寿鹿山的海拔高度大于 2500 米, 受南北暖冷气流的夹持, 是景泰县冰雹和降水的集中地带。

3.1.3 区域地形地貌

景泰县在南北方向位于黄土高原与腾格里沙漠之间的过渡区, 东西方向上处于祁连山东段支脉与黄土高原的接触部, 丘陵山地与盆地平原相间, 黄河由南向北切割县境东界, 地形变化大。

祁连山支脉马牙雪山、毛毛山东延进入县境, 山体基本呈东西走向, 总体地势西高东低。主要山峰有: 长岭山, 位于西北部, 海拔 2950m; 老虎山, 位于中西部, 海拔 3313.7m, 是境内最高点; 米家山, 位于中东部, 海拔 2304.5m; 虎南山, 位于西南部, 海拔 2574m。山峰之间为半封闭—封闭状山间盆地: 白墩子、寺滩—芦阳、草窝滩、沈家庄、毛牛圈等。黄河河谷多呈峡谷, 由北东端出境, 构成县域最低点, 海拔 1300m。

3.1.4 区域地层

景泰县出露地层较全, 从老到新有: 寒武系、奥陶系、志留系、泥盆系、石炭系、二迭系、三迭系、第三系、第四系等, 缺失侏罗系、白垩系。

3.1.5 区域地质构造

景泰县属祁连山褶皱系东段, 以老虎山—米家山北麓的深大断裂为界跨越河西走廊过渡带及北部祁连褶皱带, 主构造线走向北西西(见图 2.5-1)。

由北向南依次划分为: 河西走廊东段新拗陷、长岭山复背斜、景泰迭拗陷、毛毛山—老虎山复向斜东延部分、平城—靖远迭拗陷、马雅山复向斜东延部分。

表3.1.5-1 景泰县构造单元分级划分表

I	II	III	VI
祁连褶皱系	走廊过渡带	走廊东段新拗陷	漫水滩新凹陷
		长岭山复背斜	长岭山褶皱束
			营盘水褶皱束
			老城凹陷
			白墩子凹陷
	北祁连褶皱带	景泰迭拗陷	草窝滩凹陷
			寺滩—芦阳凹陷
		毛毛山—老虎山复向斜	老虎山—米家山凸起
			兴泉凹陷
			沈家庄凹陷

I	II	III	VI
		平城—靖远迭拗陷	红岷凹陷
			脑泉凹陷
		马雅山复向斜	三台井—宋家梁凸起

3.1.6 新构造运动及地震

新生代以来景泰县域内，新构造运动比较活跃，特别是第四系以来表现非常明显，活动方式以区域不均衡升降运动为继承性的沿老构造线活动，通常表现为山区长期上升，山前地带及河谷地带震荡上升，山前平原及山间盆地沉降以及褶曲、断裂、地震等。

中、上更新统及全新统的褶曲较多，在断层附近不均匀上升产生一些翘起，形成缓单斜构造。

新构造运动的断裂活动较强，断陷盆地边缘断层活动的断距达数百米。断层活动具有继承性，有的至今仍有活动，如：兴泉堡—沈家庄断层，1920 年 12 月 16 日海原大地震时曾发生显著错动，景泰烈度达 8 度，以后每几年有一次小震。大地震时沿断层线房屋倒塌最多，并形成平行于断层的宽约 0.3—0.5m 的裂缝。在沈家庄西北上新统逆于全新统砾石之上断层泥有烘烤现象。断层带附的砾石排列，往往具有大致平行于断层的方向性。

自一九五四年以来，景泰多次地震沿东经 104°线左右分布。

毛毛山—老虎山断裂是青藏高原北部边缘地区最著名的昌马-祁连-海原断裂带的组成部分。昌马-祁连-海原断裂带是青藏高原北部最重要的一条弧顶指向北东的巨型弧形断裂带，也是一条强震活动带。1920 年海原 8.5 级，1927 年古浪 8.0 级和 1932 年昌马 7.6 级等大震都发生在该弧形断裂带上。这些 7 级以上大震均属于构造地震。景泰 1990 年 10 月 20 日 6.2 级地震发生于该断裂带上。近年景泰境曾发生多期 4-6 级地震，2000 年 6 月 6 日 5.9 级地震，经济损失评估为 7000 万元。

勘察区内未发生过大地震，上述震区也距离勘察区较远，主要来自周边地区震感的影响。就勘察区而言，经查阅中国五代断裂图北部分布的 1 条全新世白墩子东西向断裂距离勘察区约 2.5km，南部分布的 1 条全新世老虎山东西向断裂距离勘察区约 33km，对工程影响都不大。

3.1.7 区域水文及地质条件

黄河是景泰县唯一的一条过境河流，由尾泉入景泰，途经县境东界龙湾、索桥、五佛、翠柳等地，由北长滩下五龙旋口出县境，流入宁夏中卫。黄河景泰段沿途多峡谷，最宽处在五佛滩，汛期水面宽 800m，峡谷段水面 100—200m。县境流程全长 110km，流域面积 4224km²。五佛上游 80km 处靖远安宁渡水文站和下游 100km 处中卫下河沿水文站资料：黄河过境年平均流量 993—1040m³/s，年径流量为 315—328×108m³。黄河多年平均含沙量 5kg/m³，最大含沙量 380kg/m³（1959 年 8 月 3 日）。年输沙量 4700—43000×104t。输沙量最大为 6—9 月，占全年 90% 以上。黄河水质受上游污染较大，属淡水，矿化度小于 0.4g/l。

其它河流均属间歇性河流，多被称为沙河，有 43 条，总长度 542km。主要有脑泉沟、胡麻水沟、响水沟、冬青沟、老虎沟、雷家峡沟、正路沟。长岭以北属内陆水系，较大的有红墩子沟、小营盘水沟、红沙峁沟等，其它汇入黄河。受大地构造和地形地貌的决定，境内沙河洪水及地下水排泄不畅，受干旱区强烈蒸发作用，水质一般具有较高矿化度，并形成多处盐渍化土地，上世纪 60 年代开始开展了大规模盐渍化治理，草窝滩及芦阳河排碱水总流量约 100—200L/s。

景泰县气候干燥，地形地貌与地层岩性差异较大，水资源分布极不均匀，由于临近黄河，各类引水数处，黄河提灌工程：大型二条，小型八条。景电一期工程年提取黄河水量 1.4×108m³。景电二期年提取黄河水量 5.6×108m³。

3.2 场地工程地质条件评述

3.2.1 地形地貌

勘察场地地处剥蚀构造低中山区，高程介于 2500~2650m 之间，相对高度约 160m，微地貌特征表现为山脊风化剥蚀作用明显，基岩裸露，植被稀少，外侧山坡陡峻，坡度一般在 26~65°之间。本项目属陆上风电场，项目占地面积大，风电塔位相对分散，都位于山体顶部。

3.2.2 地层结构及岩性

根据勘探揭露及地质调绘，在勘探深度范围内场地地层主要为奥陶系基岩，地层岩性主要为奥陶系中统车轮沟群上组第一亚组灰绿色变质砂岩，地层岩性及分布特征综述如下：

①层变质砂岩（O2ch2a）：奥陶系中统车轮沟群上组地层，在 3 个风电机组勘察场地内均揭露到该层，揭露厚度 5.2~5.6m，呈强~中风化状态，岩性主要特征为：

①-1 层强风化变质砂岩（O2ch2a）：灰绿色，揭露厚度约 1.4~1.6m，层顶高程 2512.25~2656.32m。细粒结构，片理构造，主要成分是石英和长石，岩质较硬，强度一般，岩体完整性较差，岩芯多呈块状及碎块状，原岩组织结构部分破坏，主要结构面结合较差，较破碎，矿物色泽变化较为明显，属软岩，岩芯采取率 80%-90%，RQD 为 0-85%，岩体基本质量等级为V级。地表部分受风化剥蚀作用，分布有 20~40cm 灰黑色残积土混碎岩块。

①-2 层中风化变质砂岩（O2ch2a）：灰绿色，揭露厚度约 3.6~4.2m，层顶埋深 1.40~1.60m，层顶高程 2510.75~2654.92m。细粒结构，片理构造，主要成分是石英和长石，岩质较硬，强度较高，岩体完整性较好，岩芯多呈短柱状、柱状，致密坚硬，岩芯锤击后断裂有回弹，较难击碎，原岩组织结构小部分破坏，属较软岩。岩芯采取率 90%-95%，RQD 为 90-93%，岩体基本质量等级为IV级。

3.2.3 场地水文地质条件

3.2.3.1 含水层类型及特征

勘察区根据含水层介质的不同及地下水的赋存形式和水动力条件，地下水类型可划分为松散层孔隙水与基岩裂隙水两类。

1) 孔隙水

含水层为第四系全新统坡残坡积的碎石土，分布于斜坡的浅表层，土体孔隙大，透水性强，富水性弱，长期处于干枯状态，水位随季节变化较大，无正常水位线，雨季水位上升，枯季水位下降，主要接受大气降雨补给。

2) 裂隙水

勘察区内裂隙水含水层为奥陶系中统变质砂岩地层，裂隙水主要赋存于下伏砂岩裂隙和风化带中，含水层渗透性、连通性好，主要接受上部松散层和大气降雨的入渗补给。据区域资料地下水径流模数 2~4L/s.km²，富水性中等。

3.2.3.2 地下水补给、径流、排泄特征

勘察区处于低中山顶部，总体属地下水属补给区。浅层分布的松散层孔隙水主要接受大气降水和冰雪融水补给，其受地形地貌的控制，季节变化明显，该类地下水的连通性和透水较差，动态变化大，地下水运移途径短，大部分在地形低凹处以散流形式排泄，

部分直接补给下伏砂岩风化裂隙水。而奥陶系砂岩风化裂隙水，主要接受周边远场和大气降雨、冰雪融水补给，部分接受上部地松散层孔隙水补给，以岩体裂隙为赋存、连通、运移空间，沿地下孔隙、裂隙通道向沟谷下游排泄。

3.2.3.3 水文地质结构特征

依据勘察区地形地貌条件，将区内划分构造剥蚀低中山斜坡区和沟谷区二个水文地质结构单元进行分述：

①构造剥蚀低中山斜坡区

分布于勘察区整个地段，山坡地形坡度一般 $26\sim 65^\circ$ ，含水层主要由砂岩地层组成，地下水类型主要为基岩裂隙水，其次为斜坡浅表的孔隙水。孔隙水富水性弱，多以孔隙潜水的形式赋存于松散层中，旱季疏干。裂隙水含水层中导、储水空隙以节理裂隙、构造裂隙为主，地下水主要接受大气降水和冰雪融水补给，主要以节理裂隙为运移通道，多呈裂隙流状，水流不通畅，以散状泉点向沟谷低洼带分散排泄，成线状分布，季节动态变化大。

②沟谷区

分布于勘察区各山脊间，该区地下水类型主要为孔隙水，地下水赋存于沟谷冲洪积砂砾碎石层中，富水性较强，主要接受大气降水补给，其次为地表水体补给，季节变化明显，动态变化大，受地形地貌控制，地下水运移途径短，向低洼处及下游排泄，与山前洪积扇地下水有直接的水力联系。

本次勘察各勘探孔在 5.60m 以浅都未见到地下水，勘察区各沟谷内也未见到溪流。仅在勘察场地山体高处阴坡见到少量积雪存留。

3.2.4 不良地质作用

据区域地质资料及本次勘察结果，场地内及外围附近无第四系活动断裂，勘察区内未见滑坡、崩塌、泥石流、地面塌陷及地裂缝等不良地质现象。

勘探期间场地内未发现埋藏的墓穴、防空洞、孤石等对工程不利的埋藏物，但场地位于基岩山体顶部，地形高差变化较大，后期应考虑局部陡坡地段因修建风电场道路而造成局部基岩崩塌、垮塌、岩体滑坡对施工的影响。

根据建设项目等级、性质及场地情况，可由建设单位及主管部门决定是否需要进行建设场地的地震安全性评价及地质灾害危险性评估，若须进行上述工作，有关参数及结论应以提交的相应正式报告为准。

3.2.5 岩体工程地质类型及物理力学特征

勘察工程场地位于基岩低中山地貌单元，区内岩体类型简单，岩相单一，主要为软弱至半坚硬灰绿色变质砂岩，风化剥蚀较为强烈，大面积裸露。该区域内基岩可直接利用，地基土工程性质良好，属于均匀地基，可作为风电机组塔位天然地基持力层。

3.3 岩土参数统计

3.3.1 岩石物理力学性质指标及岩体质量分级

本次勘察对①变质砂岩，通过钻孔内岩芯采取岩石样，共取样 3 组，进行室内岩石物理力学性质试验，试验结果详见“岩石物理力学性质试验成果报告表”（附表）。试验成果表明：

①变质砂岩，饱和状态下单轴抗压强度介于 8.65~35.30MPa 之间，平均值为 22.35MPa，属较软岩。根据钻探岩芯鉴别，除层面外，结构面较破碎，其完整性程度为较破碎。根据《岩土工程勘察规范》（GB50021-2001 2009 年版）及《工程岩体分级标准》（GB/T52018-2014），综合判定为较软岩，基本质量等级为IV级。

3.3.2 岩土体电性测试

为了解拟建场地浅部分布的地基土的岩土体点电性，本次勘察在基岩裸露区选取了 1 个地层典型代表点，采用电测深法进行了岩土体电性测试，测试深度布 0—20m。

测试表明：场地内砂岩视电阻率变化范围 60—140Ω·m，视电阻率推荐值 85Ω·m。统计数据见表 3.3.2-1。

表3.3.2-1 电阻率建议值统计表

地层编号	岩（土）名称	电阻率变化范围	电阻率推荐值
		（Ω·m）	（Ω·m）
1	砂岩	60—140	85

3.4 场地岩土工程评价

3.4.1 场地地震效应评价

3.4.1.1 建筑场地类别

勘察场地地层主要由奥陶系变质去砂岩组成，依据《建筑与市政工程抗震通用规范》（GB55002-2021）的第 3.1.3 条规定，风电机组塔位场地覆盖层厚度小于 5m，场地土的等效剪切波速在 $500 \geq V_{se} > 250 \text{m/s}$ ，可划分为I1 类工程场地。

3.4.1.2 场地抗震地段的划分

本次勘察 3 个风电机组塔位场地均位于山体顶部，场地周边山体斜坡坡度较大，因此，按照《建筑与市政工程抗震通用规范》（GB55002-2021）的第 3.1.2 条相关规定，结合场地工程地质及环境地质条件，综合考虑，将本场地划分为抗震不利地段。

3.4.1.3 场地地震参数

根据甘肃省地方标准《建筑抗震设计规程》（DB 62/T 3055-2020）、《建筑与市政工程抗震通用规范》（GB55002-2021），项目场地所处的景泰县上沙沃镇抗震设防烈度为 8 度，地震分组属第三组，设计基本地震加速度值为 0.20g，地震反应谱特征周期为 0.35s。

场地内无饱和砂土层分布，在现状条件下，场地内无液化土。若该场地须进行地震安全性评估，则场地地震效应结论应以地震单位提供的资料为准。

3.4.2 场地稳定性评价

拟建场地内及周边无活动断裂发育，构造稳定；拟建场地抗震地段划分为不利地段，为最先满足“稳定性较差场地”的制约因素。综上，拟建场地应划分为稳定性差场地。

3.4.3 场地适宜性评价

项目场地原始地貌为构造剥蚀基岩低中山，基岩埋藏浅，可直接利用，地基土工程性质良好。综合评价，将建设场地划分为较适宜的工程建设区。

3.4.4 地基土腐蚀性评价

因场地土体厚度薄（分布有 20~40cm 灰黑色残积土混碎岩块），不利于易溶盐富集，场地土腐蚀性微，且工程施工时表层土体将全部清除，土的腐蚀性对工程影响不大。

3.4.5 场地土均匀性评价

拟建项目场地地貌单元属基岩低中山，场内地基土在水平向及垂向上勘探深度内为变质砂岩。场地底部基岩层位稳定，上部地层分布连续，层位稳定，层面平缓，厚度变化不大，属于均匀地基。

3.4.6 场地土冻胀性评价

勘察区标准冻土深度为 113cm。场地内季节性冻土主要为细粒粉土。冻土深度内，场地内未见地下水，根据《建筑地基基础设计规范》（GB50007—2011）附录 G 表 G.0.1，场地地基土冻胀等级为 I 级不冻胀，对场地构（建）筑物基础影响不大。

3.4.7 场地土工程特性初步评价

场地内地基土：

①-1 层强风化砂岩 (O2ch2a)：属软岩，表层受风化剥蚀作用较为强烈，岩体完整性较差，岩体破碎，工程性质一般，可作为拟建构（建）筑物基础持力层。

①-2 层中风化砂岩 (O2ch2a)：属较软岩，岩体完整性较好，工程性质相对较好，层位较稳定，是拟建构（建）筑物良好的基础持力层。

3.4.8 地基岩土承载力与变形指标确定

根据室内试验成果和原位测试结果，参照《工程地质手册》第五版，结合地区经验，考虑后期场地环境条件的变化，提出场地内各主要地基岩土层的承载力及变形参数建议值如下，承载力特征值记为 f_{ak} ，变形模量记为 E_0 ，压缩模量记为 E_s ：

①-1 层强风化砂岩 $f_{ak}=600\text{ kPa}$ $E_0=40\text{MPa}$

①-2 层中风化砂岩 $f_{ak}=1000\text{ kPa}$ $E_0=80\text{MPa}$

3.5 地基基础方案初步论证

3.5.1 浅基础

本次勘察 3 个风电塔位，地层岩性主要为奥陶系变质砂岩，覆盖层厚度薄，砂岩埋藏浅，可直接选用①-2 中风化变质砂岩为基础持力层，采用浅基础型式，推荐采用筏板基础。

3.5.2 场地整治、治理岩土工程措施

1) 场地内土、石工程分级

根据场地钻孔、现场调查以及《公路工程地质勘察规范》(JTJ C20-2011)附录 J“土、石工程分级 (表 J-1)”，拟建工程场地内分布的①-1 层强风化砂岩属Ⅳ级软石；

①-2 层中风化砂岩属Ⅴ级次坚石。对于部分Ⅳ级软石以及Ⅴ级次坚石以上的岩体，均需采用爆破开挖。

2) 场地整治岩土工程措施建议

本工程场区周边现状多为原始基岩山体，场区在进行二次土方平衡过程中建议尽可能保持挖方边坡的稳定，减少水土流失，应使最终坡面具有安全坡度，必要时采取分级削坡、坡脚设置挡土墙、坡面设置格栅状浆砌块（片）石护面、坡顶设置截排水沟的综合措施。边坡达到危大规模的范畴时，应进行专项设计和监测。

3.5.3 基坑开挖

本工程场地需进行基坑开挖，建筑物基础埋深约 4.0m，基坑开挖深度内的地层主要为①-1 强风化变质砂岩和①-2 中风化变质砂岩，工程场地开阔，具备足够放坡条件，

经稳定性验算后，可采用安全坡率放坡开挖，放坡坡率可为 1:0.5~1:0.75。

基坑开挖深度内的地层主要为①-1 强风化变质砂岩和①-2 中风化变质砂岩，挖方范围内岩层为Ⅳ级软石以及Ⅴ级次坚石以上的岩体，均需采用爆破开挖。

3.6 结论与建议

(1) 勘察场地地处剥蚀构造低中山区，高程介于 2500~2650m 之间，相对高度约 160m，微地貌特征表现为山脊风化剥蚀作用明显，基岩裸露，植被稀少，外侧山坡陡峻，坡度一般在 26~65°之间。本项目属陆上风电场，项目占地面积大，风电塔位相对分散，都位于山体顶部。

(2) 拟建工程场地地层结构较为简单，根据勘探揭露及地质测绘，场地地层结构主要由：奥陶系上统①-1 层强风化变质砂岩、①-2 层中风化变质砂岩。

(3) 本次勘察未在场址勘探深度内揭露到稳定的孔隙性潜水及基岩裂隙水水位。

(4) 风电机组塔位场地覆盖层厚度小于 5m，场地土的等效剪切波速在 $500 \geq V_{se} > 250 \text{m/s}$ ，可划分为Ⅱ类工程场地。

按照《建筑与市政工程抗震通用规范》（GB55002-2021）的第 3.1.2 条相关规定，结合场地工程地质及环境地质条件，综合考虑，将本场地划分为抗震不利地段。

根据甘肃省地方标准《建筑抗震设计规程》（DB 62/T 3055-2020）、《建筑与市政工程抗震通用规范》（GB55002-2021），项目场地所处的景泰县上沙沃镇抗震设防烈度为 8 度，地震分组属第三组，设计基本地震加速度值为 0.20g，地震反应谱特征周期为 0.35s。

场地内无饱和砂土层分布，在现状条件下，场地内无液化土。

(5) 因场地土体厚度薄，不利于易溶盐富集，场地土腐蚀性微，且工程施工时表层土体将全部清除，土的腐蚀性对工程影响不大。

(6) 拟建工程场地地基土承载力及变形设计指标可采用 3.4.8 节建议值。

(7) 拟建工程基础方案初步分析见 3.5 节相关内容。

(8) 拟建工程场地内分布的①-1 层强风化变质砂岩属Ⅳ级软石；①-2 层中风化变质砂岩属Ⅴ级次坚石。对于部分Ⅳ级软石以及Ⅴ级次坚石以上的岩体，均需采用爆破开挖。

(9) 拟建工程场地标准冻土深度 113cm。

4 工程任务与规模

4.1 开发任务

截至“十三五”末，景泰县电源总装机容量为 204 万千瓦，其中火电项目装机容量 132 万千瓦；风电项目装机容量 49.1 万千瓦；光伏项目装机容量 22.9 万千瓦，新能源装机占比 35.3%。根据《景泰县“十四五”新能源发展专项规划》，景泰县“十四五”风电项目总规划装机容量为 294.95 万千瓦，年发电量为 71.93 亿度，年等效满负荷小时在 2300-3000 小时之间，平均年等效满负荷小时数为 2563.89 小时。

4.2 开发任务

4.2.1 工程所在地区经济社会现状及发展规划

4.2.1.1 地区经济社会现状

景泰县，隶属甘肃省白银市，位于甘肃省中部，河西走廊东端，地处甘、宁、蒙三省（区）交界地带，介于北纬 36°43′至 37°38′，东经 103°33′至 104°43′之间，全县总面积 5483 平方公里。景泰县下辖 8 个镇、3 个乡，县政府驻一条山镇。2021 年，景泰县常住人口 21.44 万人。

据地区生产总值统一核算结果，2024 年全县地区生产总值为 87.43 亿元，按不变价格计算，同比增长 6.3%。其中，第一产业增加值 24.27 亿元，增长 6.2%，第二产业增加值 23.4 亿元，增长 9.5%，第三产业增加值 39.76 亿元，增长 4.7%。

2024 年 1-12 月，全县规模以上工业增加值同比增长 19.5%。从主导行业看，采煤及洗煤业增长 235.4%，化学制品制造业增长 33.5%，金属制品业增长 34.1%，铁合金业增长 17.9%，农副食品加工业增长 18.8%，电力、热力生产供应业增加值下降 6%，非金属矿物开采及制品行业下降 17.4%。从经济效益看，全县规模以上工业企业实现营业收入 64 亿元，比上年下降 2.1%；实现利润总额 2.49 亿元，较上年增加 2.45 亿元；每百元营业收入中的成本 89.1 元，比上年减少 2 元。

2024 年 1-12 月，全县固定资产投资同比增长 32.4%。从产业投资看，一产、二产分别增长 188.53%、33.44%，三产下降 37.3%。相比去年同期，一产、三产分别回升 225.16 个、18.95 个百分点，二产回落 94.24 个百分点。

2024 年全县完成社会消费品零售总额 24.38 亿元，同比增长 11.1%，其中，完成限上社零 15.9 亿元，同比增长 24.85%。

2024 年全县完成城镇居民人均可支配收入 36966 元，同比增加 1960 元，增长 5.6%；

农村居民人均可支配收入 17585 元，同比增加 1243 元，增长 7.6%。1-12 月，累计完成大口径财政收入 1.09 亿元，同比增长 3.94%；完成地方一般公共预算收入 5.65 亿元，同比下降 1.2%；12 月末全县金融机构各项存款余额 157.19 亿元，增长 12.65%；各项贷款余额 122.58 亿元，增长 16.29%；存贷款比率为 77.98%。

4.2.1.2 地区经济社会发展规划

锚准 2035 年基本实现现代化的奋斗目标，“十四五”经济社会发展的主要目标有：

①“三县三区三基地”建设任务全面完成，在质量效益明显提升的基础上实现经济健康发展。经济总量保持稳步增加，产业结构不断优化，地区生产总值年均增长 7%，生态产业增加值比重达到 38%；固定资产投资年均增长 9%，居民人均可支配收入年均增长 8%，常住人口城镇化率达到 59%。②改革开放迈出新步伐。适应新发展理念和高质量发展的体制机制更加完善，金融服务实体能力和水平明显增强，营商环境显著改善。科学先进、自主可控、安全高效的产业链更加健全，战略性新兴产业比重大幅提升，形成极具竞争力的产业集群，市场活力全面释放。到 2025 年，研发经费投入强度达到 1.5%，每万人口高价值发明专利拥有量达到 0.6 件。劳动者受教育程度和劳动技能显著提升，创新型人才持续增加。③生态文明建设实现新进步。国土空间开发保护格局得到优化，重大生态建设工程取得明显进展，绿色产业发展、资源能源利用、清洁能源发展占主导地位，主要污染物排放总量持续减少，盐碱地、水土流失得到有效治理和控制，土地荒漠化得到有效遏制；森林覆盖率、草原植被盖度持续提高。能源资源配置更加合理、利用效率大幅提高，循环经济水平进一步提升，生产生活方式绿色转型成效显著，城乡人居环境更加优美，基本建成美丽景泰。

4.2.2 工程所在地区电力系统现状及发展规划

4.2.2.1 电力系统现状

白银地区电源主要以火电、水电、风电及光伏为主。

截止“十三五”末，白银地区电源装机容量合计 5394.8MW，其中水电 494.5MW、火电 3780MW、风电 783MW、光伏 303.3MW、其他小电源装机 34MW。

2024 年底白银地区电源装机 843.42 万千瓦，其中水电装机 75.45 万千瓦，火电装机 434.2 万千瓦，生物质装机 9.4 万千瓦，风电装机 221.05 万千瓦，太阳能装机 103.32 万千瓦。

4.2.2.2 电力发展规划

“十四五”期间，白银电网电源发展主要有风电、光伏及部分小火电。考虑目前已确定建设指标的项目，预计至 2025 年白银地区电源总装机容量合计将达到 12521.1MW，其中水电 524.5MW、火电 3780MW、风电 4590MW、光伏 3427.1MW、其他小电源装机 199.5MW，水、火、风、光及其他小电源装机占比分别为：4.2%、30.2%、36.7%、27.40%、1.6%。

2025 年不含直流外送配套新能源，地区电源总装机容量合计将达到 8021.1MW，其中水电 524.5MW、火电 3780MW、风电 2290MW、光伏 1227.1MW、其他小电源装机 199.5MW，水、火、风、光及其他小电源装机占比分别为：6.5%、47.1%、28.5%、15.3%、2.5%。

具体电源规划建设指标如下：

（一）火电发展规划

“十四五”期间白银地区规划新增小型火电项目 4 项、装机容量合计 165.5MW，具体项目见表 4.1-1 所示。

表 4.1-1 白银电网十四五新增火电项目统计表

序号	项目名称	项目类别	项目进展	预设装机容量 (MW)
1	银光公司余热电站	余热	在建	18.5
2	兰鑫钢厂余热电站	余热	在建	20
3	西北冶炼厂余热电站	余热	在建	9
4	白银第二热电厂	火电	核准	118
合计				165.5

（二）新能源发展规划

“十四五”期间，白银地区新增新能源项目装机容量 6801MW（暂不含“十四五”第三批指标），包括风电项目 3708MW、光伏项目 3093MW。其中：

（1）存量新能源项目合计容量共计 1063MW。根据《甘肃省发展和改革委员会关于加快推进全省新能源存量项目建设工作的通知》（甘发改能源〔2021〕137 号），白银市“十二五”存量风电项目 11 个，合计容量 548MW；通渭风电基地白银存量项目 2 个、合计容量 250MW；分散式风电存量项目 6 个、合计容量 160MW；白银市存量平价光伏发电项目 4 个、合计容量 104.9MW。

（2）根据《甘肃省分布式光伏整县集中推进试点工作方案》，白银市共计建设分

布式光伏 238MW。其中，白银市景泰县“10”个乡村建设省级示范县项目建设光伏 133.26MW，“X”整村推进试点村项目建设光伏 104.7MW。

(3) “陇电入鲁”陇东直流配套拟建新能源合计 4500MW，其中风电项目 2200MW、光伏项目 2300MW，计划 2023~2025 年逐步投产。

(4) 甘肃省“十四五”第二批新能源项目白银地区新增装机容量 1000MW，其中风电 450MW、光伏 550MW。

另外本次“十四五”第三批新能源指标，白银地区预计下发 140 万千瓦。

4.2.3 风电场的开发任务

“十四五”期间，景泰县能耗双控目标任务是能耗强度基本目标同比下降 17%，激励目标同比下降 19.5%，能源消费新增目标 5 万吨标准煤，能源消费总量目标 115.07 万吨标准煤；2021 年，景泰县实际能源消费总量 121.64 万吨标准煤，已经超出“十四五”期间全县能源消费总量目标 6.57 万吨标准煤。景泰县“十四五”期间新能源开发利用对改善能源结构和节约能源资源将起到重大作用，可显著减少能源消耗。

按时、保质保量的建成浙能景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电工程，为景泰县的社会发展贡献相应的力量是首要开发任务。

4.3 建设必要性

4.3.1 拟建风电场具备开发条件

风电场 1150#测风塔各高度平均风速在 6.22~7.32m/s，平均风功率密度在 320.1~438.6W/m² 之间；平均风速最大出现在 100m 处，为 7.32m/s，平均风功率密度最大出现在测风塔 100m 处，为 438.6W/m²。风电场所规划区域风能资源具有较好的开发利用的价值。

4.3.2 拟建风电场符合可持续发展的原则

当前，全球新一轮能源革命和科技革命深度演变、方兴未艾，大力发展可再生能源已经成为全球能源转型和应对气候变化的重大战略方向和重大行动。加快发展可再生能源、实施可再生能源替代行动，是推进能源革命和构建清洁低碳、安全高效能源体系的重大举措，是保障国家能源安全的必然选择，是我国生态文明建设、可持续发展的客观要求，是构建人类命运共同体、践行应对气候变化自主贡献承诺的主导力量。

4.3.3 拟建风电场的开发可促进地区地方经济的发展

建设拟建风电场，会在一定程度上带动相关产业如建材、交通、设备制造业的发展，

对扩大就业和发展第三产业将起到促进作用，从而带动和促进地区国民经济的发展和社会进步。

4.3.4 拟建风电场有利于缓解环境保护压力，实现经济与环境的协调发展

本风电场工程的建设符合可持续发展的原则，是国家能源战略的重要体现。预计风电场建成后年上网电量为 111514.4MWh，每年可节约标煤约 34145.09t（按发电标煤耗 302g/kW·h 计），相应每年可减少因燃煤造成的废气排放，其中减少硫氧化物 622.5t，氮氧化物 934.83t，二氧化碳（CO₂）85672.44t。此外，每年还可减少大量的灰渣及烟尘排放，节约用水，并减少相应的废水排放，节能减排效益显著。

综上所述，拟建风电场风能资源可开发利用，开发拟建风电场符合可持续发展的原则，可减少化石能源的消耗，减少因燃煤等排放的有害气体，对于带动地方经济发展将起到积极作用。因此，开发拟建风电场是十分必要的。

4.4 工程规模

根据风电场场址范围，并结合电力系统的发展规划，本风电场装机容量为 50MW，拟建设 8 台 6.25MW 的风电机组，不再新建升压站，利用浙能景泰 10 万千瓦风电项目升压站中预留土地及建构筑物建设升压变电设备，以 1 回 110kV 线路接入电网。

5 风电机组选型、布置及发电量估算

5.1 机型选择

5.1.1 风力发电机组选型时考虑的因素

1) 当前风电机组的制造水平、技术成熟程度和价格

在风电机组选型过程当中，要全面考虑不同机型的制造水平、技术成熟程度和价格等因素。市场需求正引导生产厂商向技术更先进、单机容量更大、型式更多样及低风速区性能更好的机组发展。

2) 风电场地形地质条件、风况特征、设备运输及安装条件

不同地形地质条件、不同风况特征适合安装不同的风电机组，且不同风电机组对安装和运输的要求也不同，所以在选择风力发电机组时，应该综合考虑这些因素。对于本风电场来说，叶片的运输条件是风电机组选型时考虑的一个很重要的因素。

3) 风电机组的安全等级

目前市场上的风力发电机组都按 IEC61400 的标准进行了安全级别的划分，而 IEC61400 标准将风机根据五十年一遇最大风速分为 I、II、III 三种类型，同时各种类型又根据湍流强度的不同分为 A、B、C 三级。选择适合于风电场风况和灾害性大风的风电机组，是风电场在寿命期能够正常运行的前提。本风电场的机型选择将根据计算得到的五十年一遇最大风速，以及湍流强度等因素进行风电机组安全等级的选择。

4) 风电机组对高海拔山地风电场的适应性

大气压力的降低将使空气间隙和产品绝缘材料的电气耐压强度明显下降。气压降低带来的问题之一功率曲线需要调整，另一问题是散热能力下降，为此，对一些电气部件需要进行低气压状况下运行情况的监测。

该项目所在位置属于山区，在山区发生雷电反击和绕击的概率将大大增高，必须提高部件防雷能力。

工程区域属于高海拔山区，致使发电机电晕电压减小，外绝缘电气强度降低，发电机外部绝缘距离应较普通地区有所放大，因此发电机需要针对绕组绝缘进行优化。绝缘强度的提高主要包括绝缘材料的选择、绝缘结构的设计，加强绝缘强度，提高绕组的起晕电压，使发电机组满足在高海拔地区长期、安全可靠的运行。

工程的机型选择可通过与厂商加强沟通，在分析研究的基础上对机组进行适当的技术改造，从而使风电机组对风电场区域的特点具有更强的适应性。本工程的机型选择应

重点考虑机组的适应性，优先选择常规性风电机组。

5) 风电场建成后运行维护的方便性

风电场至少要运行二十年以上，必须将风电场建成后运行维护的方便性作为一个重要的因素考虑。风电机组选择时应尽量选择距风电场近，到达速度快的厂商规模化生产的机型。另外，风电机组选择时，应尽量选择维护方便、配件容易购买的机型。

6) 风电机组必须具备一次调频和高/低电压穿越功能

(1) 新能源场站应具备频率调节功能，应具备一次调频功能，并网运行时一次调频功能始终投入并确保正常运行，宜具备惯量响应，频率调节能力指标由调度机构根据电网实际情况制定。

(2) 新能源场站应具备故障穿越能力，包括低电压穿越能力、高电压穿越能力。存在故障导致的低电压、高电压相继出现风险的区域内，新能源场站还应具备连续故障穿越能力。在电压考核范围内，新能源场站内机组应保证不脱网连续运行，与此同时，应满足相关标准对新能源场站动态无功支撑能力和有功控制能力的要求。

5.1.2 单机容量范围选择

随着我国近年来风电产业的飞速发展，风电的开发利用已经从小规模示范性开发转变成大规模商业性开发，庞大的市场带动了风电机组生产企业日益增多，机组单机容量跨度也迅速加大。选择适合本风电场的单机容量有利于降低项目施工难度，提高项目经济效益，有效的控制项目投资风险。在选择风电机组单机容量时，主要考虑以下几方面因素：

1) 环境及风资源条件

本风电场选择**低温型**风电机组即可。

2) 场地条件

进场道路运输条件较好，风电机组可通过陆运到达风场。

3) 工程进度保证

拟选用的风电机组生产企业应该具备足够的生产能力，满足风电场的安装进度要求。另外，风电机组生产企业应具备一定的技术实力，能够配合完成风电机组土建、电气等配套工程的建设，具备指导风电机组吊装、调试的能力，以保证项目的建设进度。

4) 运行可靠性

风电机组把风能转化为电能，各种类型的风力发电机组其发电原理基本相同，但其

能量转化的机理和控制原理各有不同，且各机型的运行条件也有差异。所以选择风电机组时应该考虑其运行的可靠性，包括其电能质量、对电网的要求、对运行环境适应性及可用率保证等方面。

5) 风电机组运输成本

为降低风电机组的运输成本，可选择距离风电机组组装场址较近的厂家生产的风电机组。同时，为了降低将来机组维护成本，同等条件下应尽量选用国产机型。

6) 风电机组应满足国家电力监管委员会、国家电网公司和国家能源局等主管部门对风电场接入电网的技术要求

A：风电机组应满足《风电场接入电网技术规定》，风电机组必须具备低电压穿越功能，满足电能质量要求，并通过有资质的检测机构按《风电机组并网检测管理暂行办法》要求进行检测；在建和已建的风电项目，要按照《风电信息管理暂行办法》定期上报风电信息，风电机组要具备自动提交 SCADA 有关实时数据的性能；

B：并网运行风电场，无功容量配置和有关参数整定应满足系统电压调节需求，风电机组应具备一定的输出无功能力；

C：所选风电机型应通过相关部门的电能质量测试，所发电能符合电网相关要求；

D：风电场应严格执行国家能源局《风电场功率预测预报管理暂行办法》。

5.1.3 机型选择

根据当前风电机组市场行情，本阶段结合风电场实际特点选择了具有代表性的十种机型进行详细的经济技术比选。

九种比选机型的基本技术参数见表 5.1-1，功率曲线、推力系数值见表 5.1-2、表 5.1-3，功率曲线、推力系数曲线图见图 5.1-1、图 5.1-2。

表 5.1-1 九种单机容量机型主要技术参数比较

序号	项目	单位	WTG1	WTG2	WTG3	WTG4	WTG5	WTG6	WTG7	WTG8	WTG9
1	单机容量	MW	6.25	7.5	6.25	6.25	7.15	7.7	6.25	6.25	7.15
2	转轮部分										
	风轮直径	m	220	221	220	220	233	221	220	216	216
	扫风面积	m²	37994	38340	38013	38013	42639	38360	38013	36642	36642
	单位千瓦扫风面积	m²/kW	6.079	5.112	6.082	6.082	5.963	4.982	6.082	5.863	5.125
	桨叶数	片	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	轮毂高度	m	≥120/定制化设计	120/可定制	120/可定制	125/可定制	130/可定制	125/可定制	120/可定制	120/可定制	125/可定制
	切入风速	m/s	3	3	3	3	3	2.5	2.5	3	3
	额定风速	m/s	10.5	11.5	10	10	11	10.5	11.5	10.7	10
	切出风速	m/s	25	25	22	25	25	22	20	20	20
	功率调节方式		变桨距	变桨距	变桨距	变桨距	变桨距	变桨距	变桨距	变桨距	变桨距
3	桨叶部分										
	叶片材料		玻璃纤维增强复合材料	玻璃纤维及碳纤维	玻璃纤维增强复合材料	纤维增强复合材料	纤维增强复合材料	玻璃纤维增强复合材料	玻璃纤维增强复合材料	玻璃纤维增强复合材料	玻璃纤维增强复合材料
	变桨机构		电机驱动、独立变桨	电机驱动、独立变桨	电机驱动、独立变桨	电机驱动、独立变桨	电机驱动、独立变桨	电机驱动、独立变桨	电机驱动、独立变桨	电机驱动、独立变桨	电机驱动、独立变桨
	刹车系统		叶片气动刹车+主动型液压盘式刹车	叶片独立变桨制动+主动型盘式机械刹车	叶片独立变桨制动+主动型盘式机械刹车	叶片独立变桨制动+主动型盘式机械刹车	叶片独立变桨制动+主动型盘式机械刹车	叶片独立变桨制动+主动型盘式机械刹车	叶片独立变桨制动+主动型盘式机械刹车	叶片独立变桨制动+主动型盘式机械刹车	叶片独立变桨制动+主动型盘式机械刹车
4	偏航系统		偏航电机驱动	偏航电机驱动	偏航电机驱动	偏航电机驱动	偏航电机驱动	偏航电机驱动	偏航电机驱动	偏航电机驱动	偏航电机驱动
5	齿轮箱										
	型式		三级行星一级平行轴	三级行星一级平行轴	三级行星一级行星	三级行星一级平行轴	三级行星一级平行轴	三级行星一级平行轴	三级行星一级平行轴	二级行星一级平行轴	三级行星一级平行轴
6	发电机										
	型式		双馈异步发电机	双馈异步发电机	双馈异步发电机	双馈异步发电机	双馈异步发电机	双馈异步发电机	双馈异步发电机	双馈异步发电机	双馈异步发电机
	电压	V	1140	1140	1140	1140	1140	1140	10500/1140	1140	1140
	防护		IP54	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54	IP54
	功率因数		±0.95可调	±0.95可调	±0.95可调	±0.95可调	±0.95可调	±0.95可调	±0.95可调	±0.95可调	±0.95可调
7	IEC标		IEC S类	IEC S类	IEC S类	IEC S类	IEC S类	IEC S类	IEC S类	IEC S类	IEC S类

序号	项目	单位	WTG1	WTG2	WTG3	WTG4	WTG5	WTG6	WTG7	WTG8	WTG9
	准等级										
8	最小运行寿命	年	20	20	20	20	20	20	20	20	20
9	运行环境温度	℃	-30~+40	-30~+40	-30~+40	-30~+40	-30~+40	-30~+40	-30~+40	-30~+40	-30~+40
10	生存环境温度	℃	-40~+50	-40~+50	-40~+50	-40~+50	-40~+50	-40~+50	-40~+50	-40~+50	-40~+50
11	塔架型式		圆锥形钢结构	圆锥形钢结构	圆锥形钢结构	圆锥形钢结构	圆锥形钢结构	圆锥形钢结构	圆锥形钢结构	圆锥形钢结构	圆锥形钢结构
12	塔筒重量	t	476	495	410	404	425	395	349	387	403
13	锚栓重量	t	30	34	22.2	22.1	24.1	24	20	18.52	19.56
14	业绩情况		2302.5MW	800MW	281.25MW	625MW	/	762.3MW	2.6GW	4118.75MW	360MW
15	设计认证		已取得		已取得	已取得		已取得	已取得	已取得	
16	型式认证		已取得		已取得	已取得	并网前提供	已取得	已取得	已取得	

表 5.1-2 九种机型功率曲线比较表

机型 风速(m/s)	WTG1(ρ=0.911)	WTG2(ρ=0.911)	WTG3(ρ=0.911)	WTG4(ρ=0.911)	WTG5 (ρ=0.911)	WTG6(ρ=0.911)	WTG7(ρ=0.911)	WTG8(ρ=0.911)	WTG9(ρ=0.911)
2.5						40.859	32.08		
3	68.802865	73.403364	25	14	13	128.5519	90.04	29	34
3.5	242.43334	243.16771	126	113	124	276.5978	232.71	182	185
4	452.42182	435.28921	292	357	403	456.4933	428.55	353	357
4.5	705.04674	681.81733	560	641	724	664.8701	679.4	584	593
5	986.0124	981.15575	891	937	1060	918.5682	989.23	879	887
5.5	1320.9593	1320.5967	1255	1288	1460	1226.8539	1354.33	1247	1247
6	1710.4961	1715.5253	1677	1708	1942	1588.3795	1763.32	1665	1667
6.5	2180.7986	2180.1735	2176	2206	2501	2005.4158	2243.78	2123	2124
7	2718.3525	2740.1232	2762	2784	3131	2479.2774	2802.58	2604	2605
7.5	3354.668	3389.465	3430	3433	3828	2999.1922	3392.9	3097	3105
8	4018.2725	4100.0111	4162	4124	4562	3556.0252	3948.8	3613	3623
8.5	4703.8681	4825.1142	4905	4818	5269	4136.1076	4444.86	4031	4111
9	5303.2988	5480.9774	5541	5453	5885	4724.2214	4880.38	4368	4541
9.5	5776.7474	6068.9269	5956	5904	6367	5318.877	5249.62	4650	4941
10	6084.2321	6570.8516	6155	6059	6681	5915.2412	5563.17	4900	5274
10.5	6198.8873	6996.1619	6226	6144	6869	6471.8564	5818.26	5129	5587

机型 风速(m/s)	WTG1(ρ=0.911)	WTG2(ρ=0.911)	WTG3(ρ=0.911)	WTG4(ρ=0.911)	WTG5 (ρ=0.911)	WTG6(ρ=0.911)	WTG7(ρ=0.911)	WTG8(ρ=0.911)	WTG9(ρ=0.911)
11	6234.0966	7302.0018	6250	6190	6984	6973.994	5996.99	5357	5900
11.5	6246.3277	7454.4644	6250	6220	7058	7406.4938	6117.56	5582	6212
12	6249.6182	7495.0375	6250	6243	7108	7630.237	6185.06	5807	6525
12.5	6250	7499.757	6250	6250	7140	7686.5915	6224.79	6029	6838
13	6250	7499.9765	6250	6250	7150	7697.2064	6244.45	6250	7150
13.5	6250	7499.9993	6250	6250	7150	7700	6250	6250	7150
14	6250	7500	6250	6250	7150	7700	6250	6250	7150
14.5	6250	7500	6250	6250	7150	7700	6250	6250	7150
15	6250	7500	6250	6250	7150	7700	6250	6250	7150
15.5	6250	7500	6250	6250	7150	7700	6250	6250	7150
16	6250	7500	6250	6250	7150	7700	6250	6250	7150
16.5	6250	7500	6250	6250	7150	7700	6250	6250	7150
17	6250	7500	6238	6250	7150	7625.0258	6250	6250	7150
17.5	6250	7500	6204	6250	7150	7345.857	6250	6250	7150
18	6250	7500	6115	6250	7150	6872.4202	6250	6250	7150
18.5	6250	7500	5937	6250	7150	6206.9326	6250	6250	7150
19	6250	7500	5640	6250	7150	5351.7915	6250	6250	7150
19.5	6250	7500	5220	6250	7150	4591.8809	6250	6250	7150
20	6250	7500	4698	6250	7150	4118.4199	6250	6250	7150
20.5	6250	7500	4119	6250	7150	3644.9589			
21	6250	7500	3536	6250	7150	3171.498			
21.5	6250	7500	2997	6250	7150	2698.037			
22	6250	7500	2532	6250	7150	2224.576			
22.5				5936	6870				
23				5566	6540				
23.5				5194	6208				
24				4821	5875				
24.5				4449	5542				
25				4076	5210				

表 5.1-3 九种机型推力系数比较表

机型 风速(m/s)	WTG1(ρ=0.911)	WTG2(ρ=0.911)	WTG3(ρ=0.911)	WTG4(ρ=0.911)	WTG5 (ρ=0.911)	WTG6(ρ=0.911)	WTG7(ρ=0.911)	WTG8(ρ=0.911)	WTG9(ρ=0.911)
2.5						0.9987	1.2438		
3	1.1825146	1.2228269	1.252	0.823	0.833	0.9987	1.067	1.203	1.185
3.5	1.047767	1.0958147	1.143	0.809	0.818	0.9224	0.9424	1.039	1.023
4	0.9394534	0.9810589	1.017	0.792	0.802	0.8114	0.8476	0.917	0.903

机型 风速(m/s)	WTG1(ρ=0.911)	WTG2(ρ=0.911)	WTG3(ρ=0.911)	WTG4(ρ=0.911)	WTG5 (ρ=0.911)	WTG6(ρ=0.911)	WTG7(ρ=0.911)	WTG8(ρ=0.911)	WTG9(ρ=0.911)
4.5	0.853853	0.8911884	0.916	0.77	0.781	0.7781	0.7701	0.822	0.809
5	0.7879677	0.8199442	0.86	0.754	0.76	0.757	0.7539	0.803	0.791
5.5	0.769	0.7747333	0.843	0.749	0.75	0.7324	0.7539	0.791	0.779
6	0.769	0.7747504	0.841	0.749	0.75	0.7139	0.7539	0.778	0.766
6.5	0.769	0.7747606	0.842	0.749	0.75	0.6935	0.7539	0.764	0.752
7	0.769	0.774768	0.842	0.741	0.743	0.6561	0.7539	0.749	0.738
7.5	0.7684589	0.7747746	0.832	0.716	0.709	0.6176	0.7132	0.714	0.704
8	0.7455375	0.769891	0.806	0.677	0.65	0.5798	0.6713	0.671	0.661
8.5	0.7038434	0.739797	0.767	0.624	0.58	0.5419	0.6327	0.631	0.621
9	0.664027	0.7005504	0.723	0.556	0.514	0.5081	0.5966	0.594	0.585
9.5	0.6265069	0.663266	0.679	0.481	0.452	0.4788	0.5601	0.559	0.551
10	0.5623047	0.627817	0.633	0.401	0.392	0.4479	0.4984	0.526	0.518
10.5	0.4649662	0.5690424	0.581	0.336	0.334	0.4168	0.4111	0.495	0.488
11	0.3907289	0.4717909	0.519	0.287	0.286	0.3878	0.3486	0.408	0.458
11.5	0.3347747	0.3987528	0.453	0.248	0.247	0.3546	0.3	0.346	0.404
12	0.2906351	0.3431118	0.391	0.216	0.216	0.3117	0.2611	0.299	0.344
12.5	0.2544744	0.2987973	0.339	0.19	0.19	0.2812	0.2292	0.261	0.298
13	0.2244763	0.2631872	0.296	0.168	0.168	0.2506	0.2028	0.23	0.261
13.5	0.1991723	0.233479	0.261	0.15	0.15	0.2225	0.1805	0.204	0.231
14	0.1782755	0.2082515	0.232	0.134	0.134	0.1984	0.1617	0.182	0.205
14.5	0.1601952	0.186871	0.207	0.121	0.121	0.177	0.1455	0.163	0.184
15	0.1448491	0.1685525	0.187	0.109	0.11	0.1597	0.1316	0.147	0.166
15.5	0.1313806	0.1527034	0.169	0.099	0.1	0.1437	0.1195	0.134	0.15
16	0.1197688	0.1389116	0.153	0.091	0.091	0.1308	0.109	0.121	0.136
16.5	0.1091053	0.1268522	0.14	0.083	0.083	0.1202	0.0998	0.111	0.124
17	0.1003615	0.1162501	0.128	0.076	0.076	0.1108	0.0916	0.101	0.113
17.5	0.0925661	0.1068644	0.117	0.07	0.07	0.1032	0.0844	0.093	0.104
18	0.0857095	0.0985375	0.108	0.065	0.065	0.0956	0.078	0.086	0.096
18.5	0.0789236	0.0911174	0.1	0.06	0.06	0.088	0.0723	0.079	0.088
19	0.0729752	0.0843906	0.092	0.056	0.056	0.08	0.0672	0.073	0.082
19.5	0.0679656	0.0784857	0.085	0.052	0.052	0.0757	0.0626	0.068	0.076
20	0.0638949	0.0732655	0.079	0.048	0.049	0.0739	0.0584	0.064	0.071
20.5	0.0600173	0.0684753	0.073	0.042	0.044	0.0696			
21	0.0561396	0.064107	0.068	0.037	0.039	0.0646			
21.5	0.0529465	0.0601422	0.063	0.033	0.035	0.0508			
22	0.0493844	0.0565361	0.059	0.029	0.032	0.026			
22.5				0.026	0.029				

机型 风速(m/s)	WTG1(ρ=0.911)	WTG2(ρ=0.911)	WTG3(ρ=0.911)	WTG4(ρ=0.911)	WTG5 (ρ=0.911)	WTG6(ρ=0.911)	WTG7(ρ=0.911)	WTG8(ρ=0.911)	WTG9(ρ=0.911)
23				0.023	0.026				
23.5				0.021	0.024				
24				0.018	0.021				
24.5				0.016	0.019				
25				0.015	0.018				

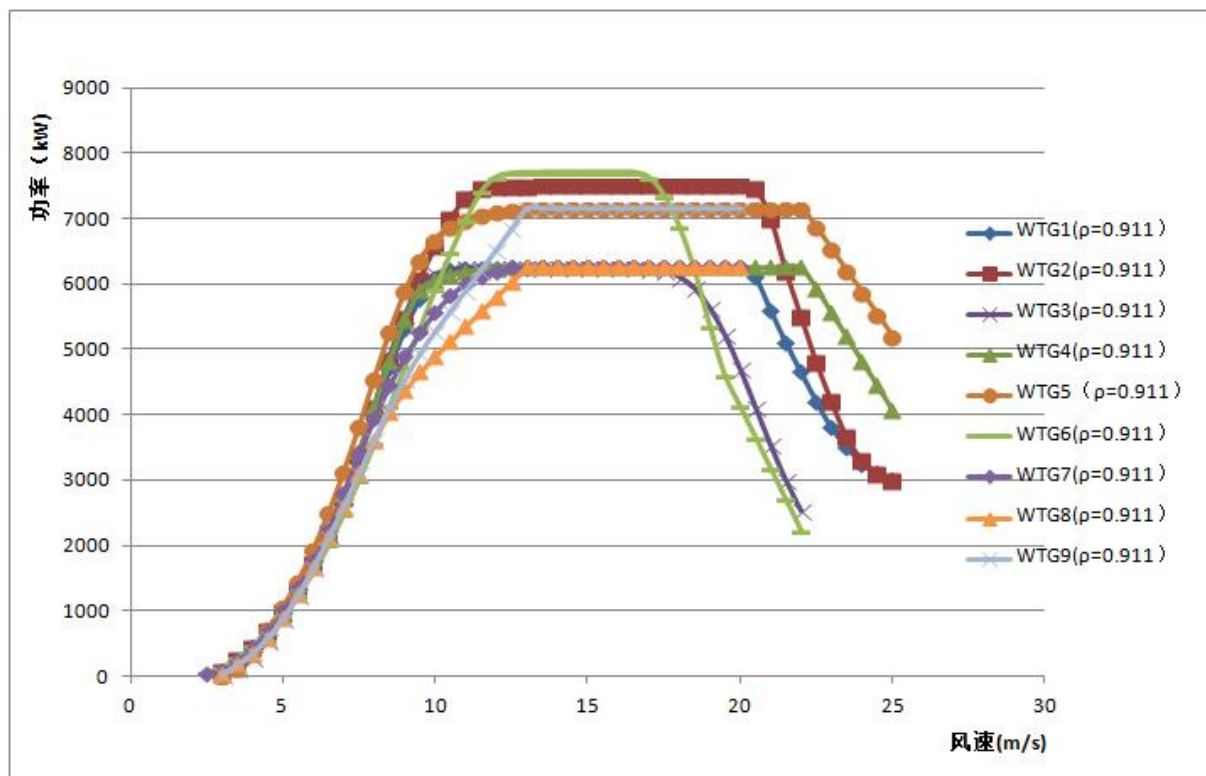


图 5.1-1 九种比选机型风功率曲线

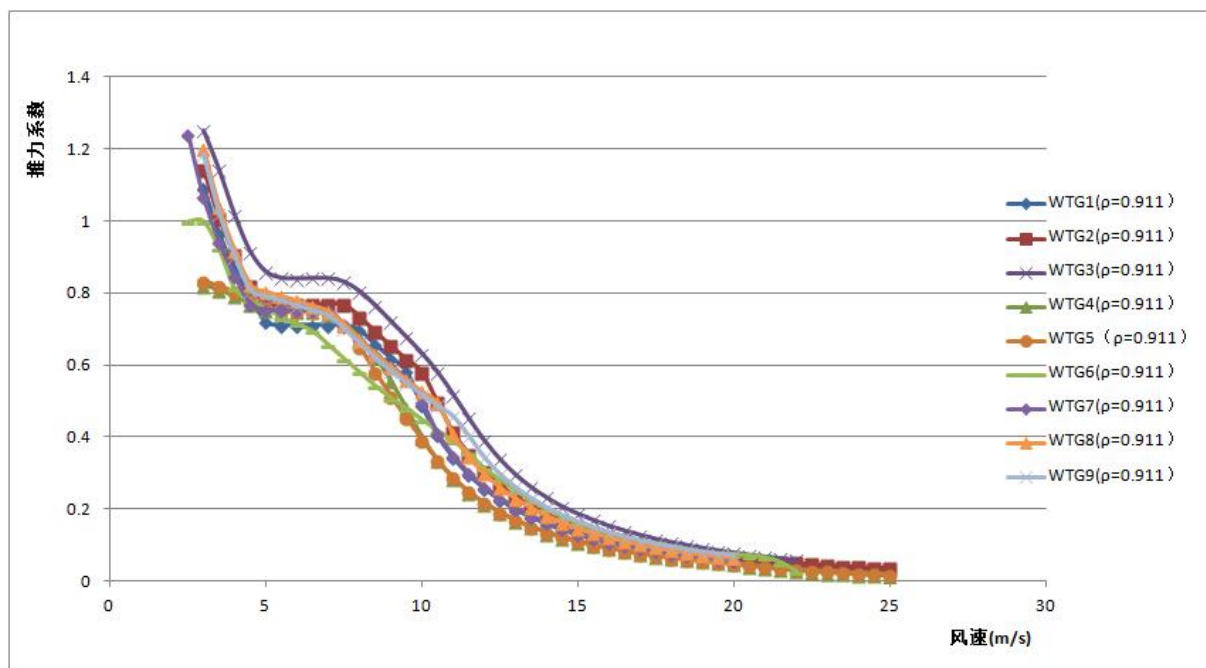


图 5.1-2 九种比选机型推力系数曲线

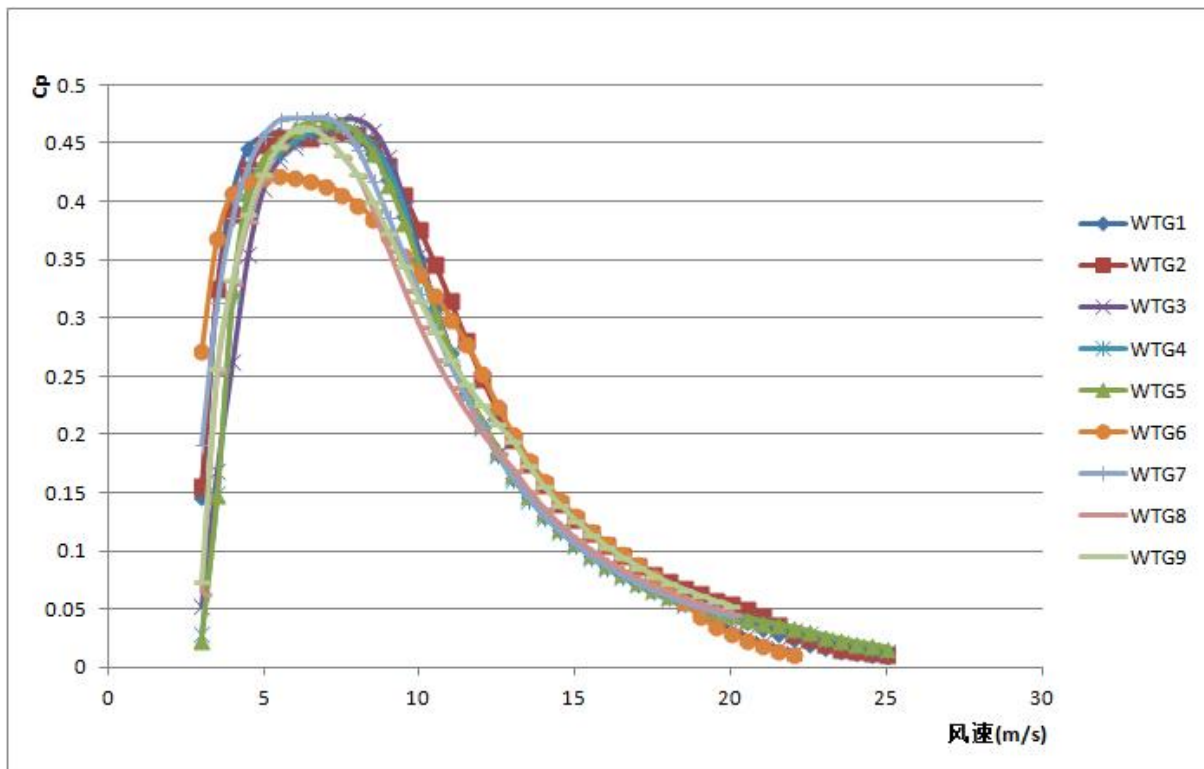


图 5.1-3 九种比选机型 C_p 曲线

5.1.4 机型比选

本报告选择九种机型进行详细的经济技术比选，由表 5.1-4 可见，从发电量上看，8*WTG4 方案的年上网电量最高，8*WTG1 方案其次，7*WTG5 紧随其后；从项目静态总投资上看，7*WTG9 方案的静态总投资最低，8*WTG7 方案其次，7*WTG5 紧随其后；从项目度电投资上看，8*WTG4 方案的度电投资最低，7*WTG5 方案其次，8*WTG1 紧随其后；从项目投资财务内部收益率（税后）上看，8*WTG4 方案的度电投资最低，7*WTG5 方案其次，8*WTG1 紧随其后。

结合机型成熟度及道路运输条件等因素综合考虑，本阶段暂推荐 8 台 WTG4 机型方案作为推荐方案，以此作为后续电气、土建工程、投资概算和财务评价等章节的计算依据。本项目共布置 8 台 WTG4 机型，总装机容量 50MW，风电场最终采用机型在下阶段通过招标确定。

表 5.1.4-1 各装机方案经济指标比较表

[illegible]

5.1.5 轮毂高度选择

在选择机组轮毂高度时，主要应考虑不同高度风资源状况以及塔筒价格、运输和安装费用、基础造价、工程难度等因素，分析并比较增加轮毂高度获得的发电量和增加建设成本之间的关系，选择经济合理的轮毂高度。

轮毂方案	125m	140m
采用机型	WTG4	WTG4
机组台数	8	8
机位平均风速(m/s)	6.33	50
尾流影响折减系数 (%)	5.7	50
装机容量 (MW)	50	50
年上网电量 (MW·h)	111514.4	113730
装机等效利用小时数 (h)	2230	2275

经比选计算，本阶段推荐 125m 塔筒方案。考虑到场区受局部山地地形影响可能出现负切变现象，因此推荐轮毂高度不宜过高。此外，本工程施工、运输条件较一般平原场地略差，轮毂高度越高，造价越高，施工难度越大，项目整体风险越大。

综合考虑，本工程推荐 125m 轮毂高度。

5.2 机型布置及发电量测算

5.2.1 计算条件

风电场的年发电量测算利用风电场及周边区域 1:2000 数字化地形图、WT 软件以及风电场实测整编好的风资源数据进行测算，计算风电机组的年理论发电量、尾流影响和设计年发电量，考虑各种损耗与风电机组利用率等参数的修正计算，最后得到每台风电机组的年上网电量。

5.2.1.1 主要计算参数

1) 本风电场风机排布及发电量计算采用 WT 软件（5.2.1 版），计算网格的最小水平分辨率 35 米，最小垂直分辨率 4 米，水平扩展系数 1.1，垂直扩展系数 1.2，垂直参数 0.5，森林冠层模型为散逸模型，最大迭代次数 25 次，热稳定度等级为中性稳定，计算区域划分为 16 个扇区。

2) 粗糙度长度，经现场勘察风电场山地区域地表被灌木覆盖，该区域粗糙度取

0.15m，通过在地形图中定义整个风场及周边地区不同区域的粗糙度长度，由软件读入计算分析；

3) 风机功率特性曲线，均采用风机厂家提供的场区空气密度下的功率曲线；

4) 容量系数：

$$\text{容量系数} = \frac{\text{风电机组设计年发电量(kW} \cdot \text{h)}}{8760(\text{h}) \times \text{风电机组额定容量(kW)}}$$

该系数用于反映风机满负荷运行工况历时的权重，其特征意义与等效满发小时数指标类似。

5) 浙能景泰 10 万千瓦风电项目风机坐标及机型参数。

5.2.1.2 修正系数

以下修正系数均通过 WT 软件进行修正：

尾流影响修正：需根据风电场的机组布置，结合气象资料分析计算得到。本工程利用 WT 软件进行测算；

1) 功率曲线保证修正：在考虑到上述常规的能量损失折减后，应考虑厂家提供的风电机组功率曲线与实际功率曲线之间的差异，为了使上网电量的计算更加符合今后运行的实际情况，在常规能量损失折减后，适当考虑上述因素带来的能量损失，风电机组功率曲线的准确程度误差按 5%考虑，功率曲线保证率取 0.95，该项修正系数取 95%；

2) 线损及厂用电：通常包括输电线路和场内变压器损耗、厂用电量，按经验该项修正系数取 96%；

3) 机组可利用率：风电机组因故障、检修等因素不能发电，以目前风电机组的技术、制造水平和风电场运行、管理维护的经验，该项修正系数取 97%；

4) 叶片污染修正：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，按经验该项修正系数取 97%；

5) 控制和湍流影响修正：风电机组随风速风向的变化控制机组的状态，实际情况是机组控制总是落后于风的变化，造成发电量损失，按经验该项修正系数取 95%；

6) 风电场位于山区，受雷电的影响较大。本项目所在地低温等现象普遍存在，风电机组在雷暴、冰冻期等特殊气候时会产生停机，故本风电场在发电量计算时，应考虑一定的气候折减，本阶段气候折减系数取 98%。

7) 其他因素影响修正系数主要包括：测风数据完整性折减、代表年订正折减、软件误差折减、地表粗糙度变化折减等，其他因素影响修正系数综合取 90%；

综合以上各项修正和折减，综合修正系数(尾流影响系数除外)约为 0.72。

5.2.2 风电机组布置及发电量

5.2.2.1 风电机组的布置原则

(1) 根据盛行风向、风资源条件，充分利用风资源较丰富的场区；同等条件下，优先布置地质条件良好、运输安装方便的场地。

(2) 合理利用场地空间，兼顾场内运输道路施工条件。

(3) 不同的布置方案按综合度电投资成本最低为代表机型推荐原则。

(4) 风电场规模不大时，尽量选用机型相同的风电机组，并尽量减少风电机组之间的尾流影响。

(5) 避开风机尾流影响的地段，机位点距离村庄均在 700m 以上，附近无公路和其他建筑物。

(6) 避让三区三线、稳定耕地、国家一级公益林、二级公益林中的有林地、天然乔木林、文物保护区、野生动物保护区、风景区及不良地质区域等。

(7) 满足项目建设单位装机容量要求。

5.2.2.2 风电机组布置方案

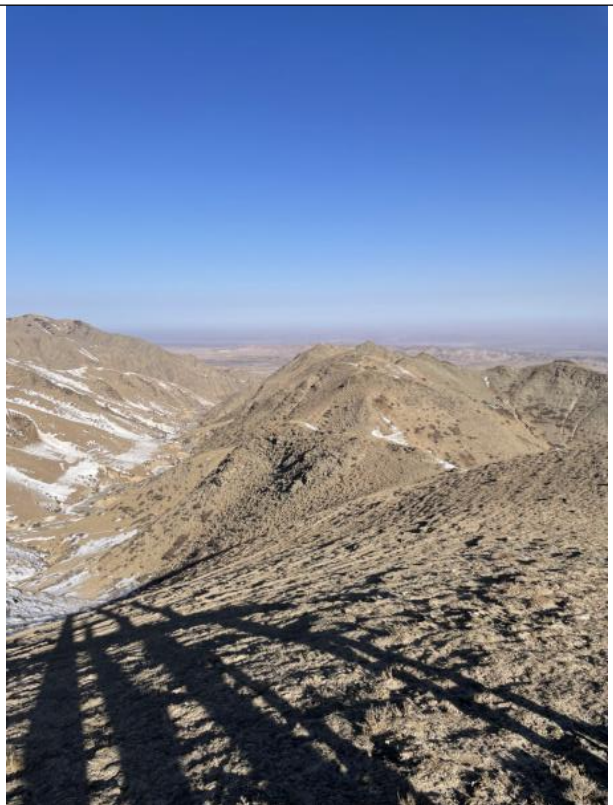
本次风机布置时，风机间距按照最小 1.7D(垂直主导风向)和 5D(平行主导风向)来控制，风机最小间距取 380m。本风电场属于山地风电场，山地地形的特点为风机布置受地形条件影响较大，因此，布置优化时，根据风能资源分布图初选出所有能布置风机的机位点，而后通过进一步的分析计算，剔除发电量不理想及尾流影响过高的机位点，并调整剩余机位。

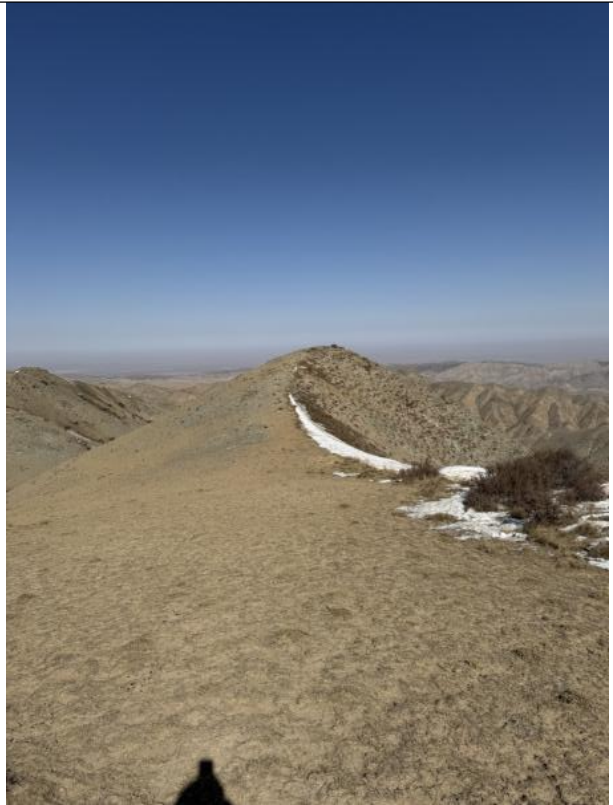
总体上讲，在风电场风机运输、安装允许，风机技术可行、价格合理的条件下，单机容量越大，就越有利于充分利用风电场土地，越能充分利用风电场的风力资源，整个项目的经济性就越高。

本阶段最终确定 8 个风机机位作为风电场开发机位。无备选点位。

5.2.2.3 微观选址情况

2025 年 2 月 10 日，业主组织了设计院对现场开展微观选址工作。现场微观选址时，在考虑风电机组布置各限制因素的前提下，结合现场实际情况，现场微观选址共选定 8 个机位。





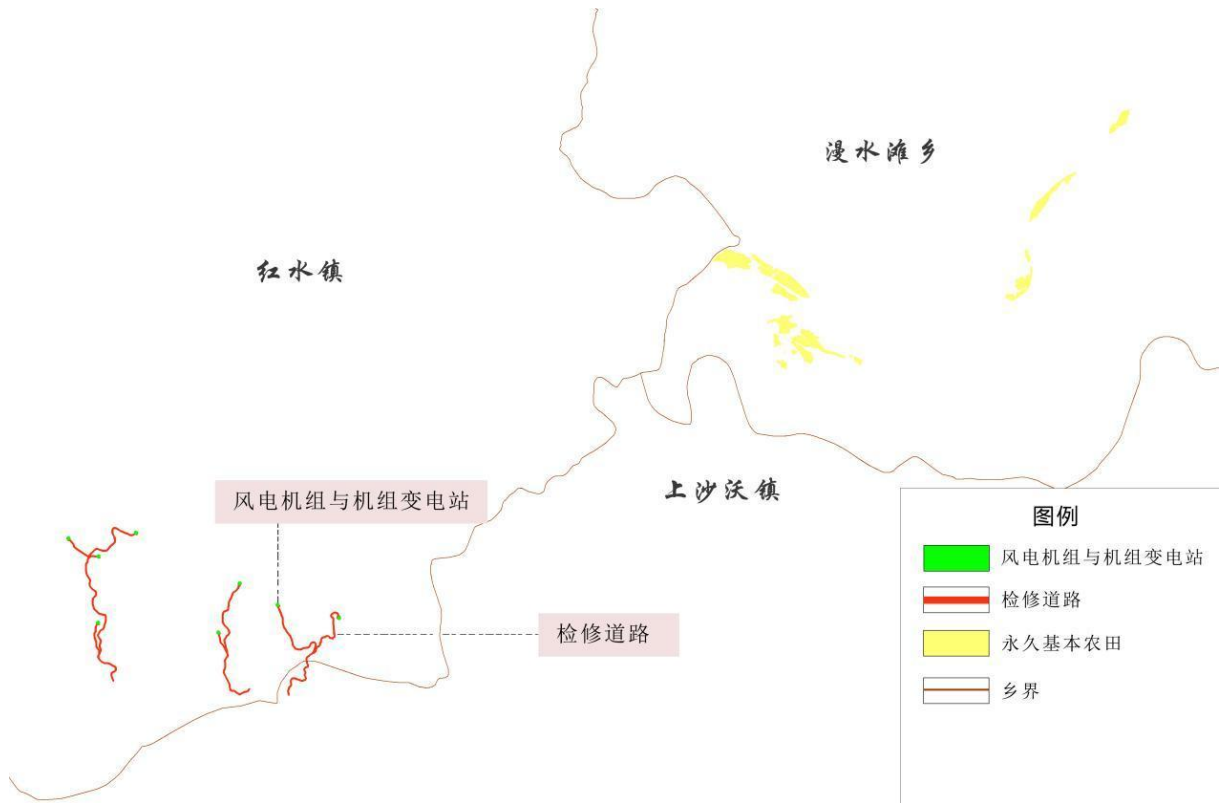


图 5.2-1 项目用地不占用耕地及永久基本农田示意图

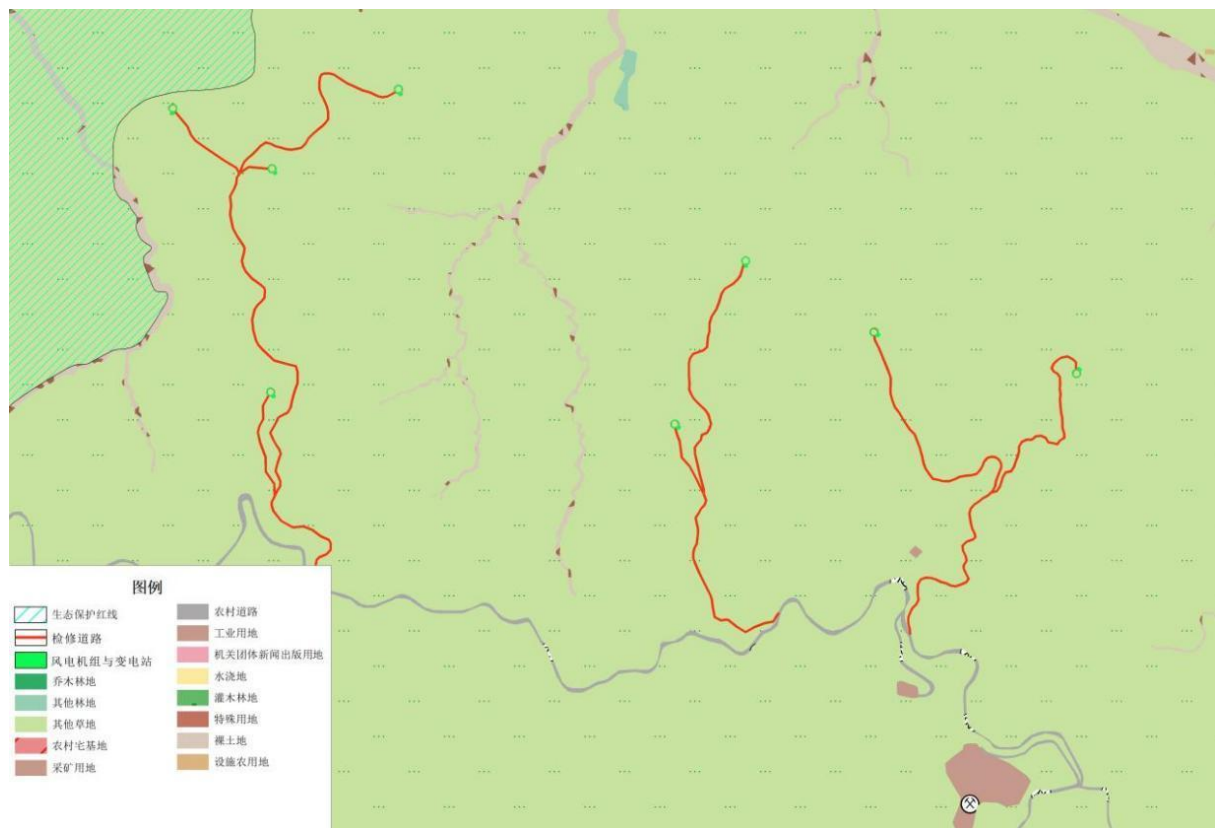


图 5.2-2 项目区与生态保护红线重叠图

5.2.2.4 发电量估算

本项目拟推荐安装 8 台单机容量 6.25MW、叶轮直径 220m（轮毂高度暂定 125m）的风电机组，总装机容量 50MW。经软件计算，8 台风机机位处的平均海拔为 2566.8m，平均风速为 6.33m/s，平均风功率密度为 320.9W/m²，计算所得的年理论发电量为 164388.5MWh，年上网电量为 111514.4MWh，等效满负荷利用小时数为 2230h，平均容量系数为 0.255，平均尾流影响折减系数为 5.7%。同时，通过对本工程测算后，反算对浙能景泰 10 万千瓦风电项目尾流影响增加约 2.5%。

各推荐风机机位年上网电量成果见表 5.2-1，风机机位布置图见图 5.2-5。

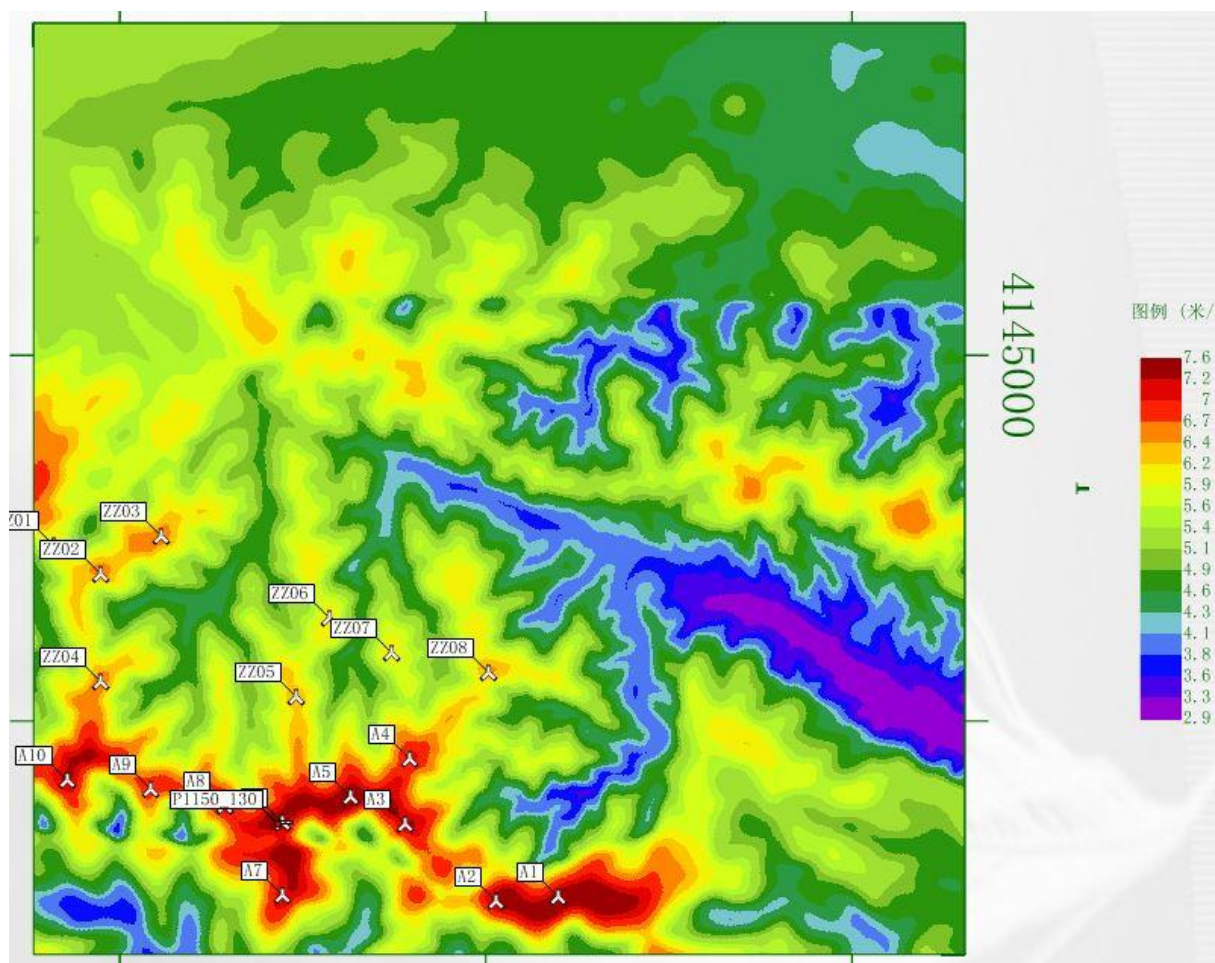


图 5.2-3 风电场区的风速分布图

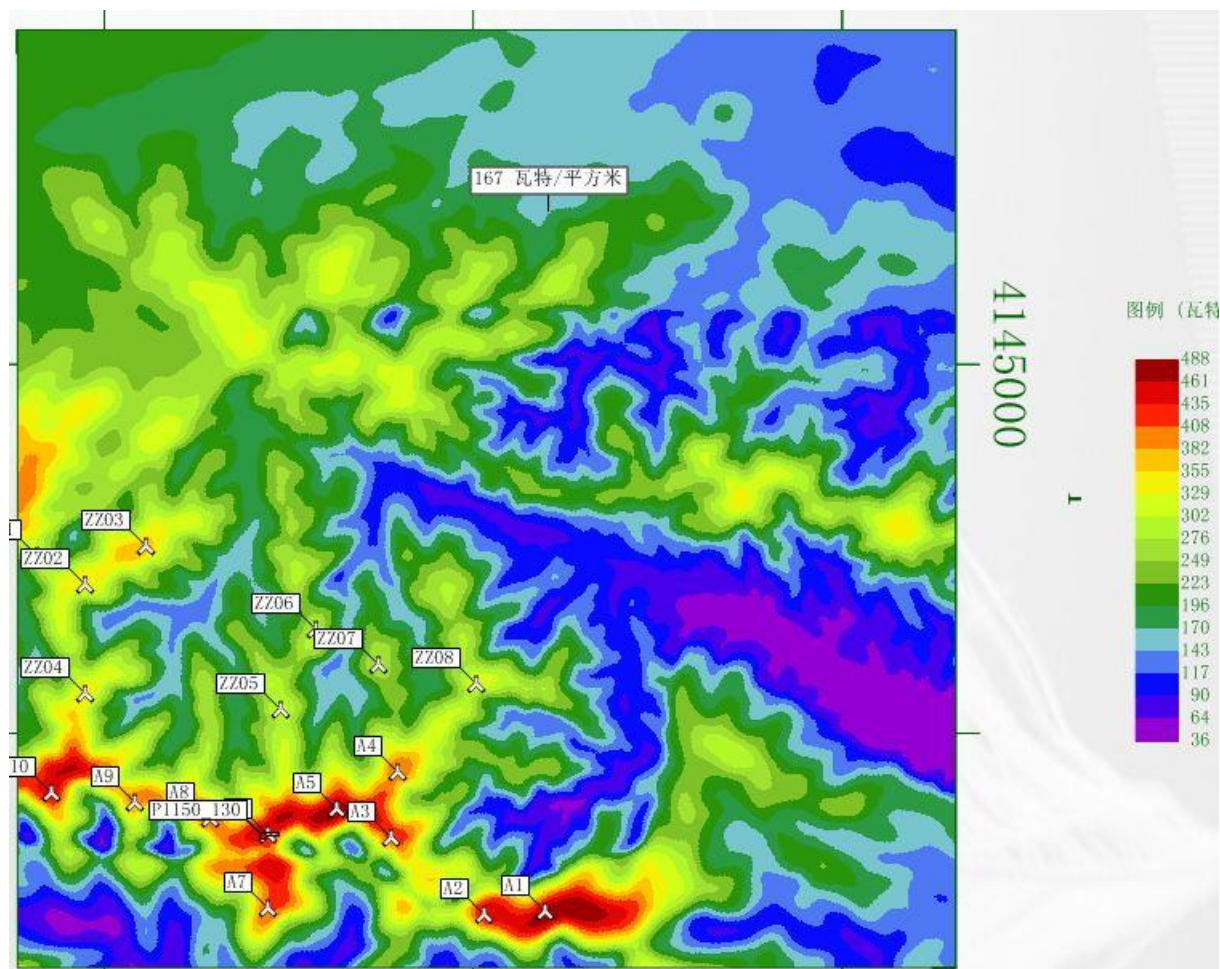


图 5.2-4 风电场区的风能分布图

表 5.2-1 各风机年上网电量计算成果表

风机 编号	风机坐标		海拔(m)	平均风速 (m/s)	能量密度 (W/m ²)	平均入流 角(度)	年理论发 电量 (MWh)	年上网电量 (MWh)	尾流影响折 减系数(%)	等效满负荷利用 小时 (h)
	X	Y								
Z01	394546.698	4143704.529	2600	6.14	300.4	1.8	19479.61	13906.27	-0.8	2225
Z02	394873.2735	4143506.11	2606	6.48	352.6	2.9	20934.05	14276.83	-5.3	2284
Z03	395289.7041	4143766.884	2548.6	6.52	365.6	3.5	21142.17	14543.42	-4.5	2327
Z04	394868.8533	4142771.462	2655.4	6.55	350.7	4.6	21453.29	13498.27	-12.6	2160
Z05	396198.9969	4142665.961	2586.7	6.4	310	4.2	21178.58	13833.98	-9.3	2213
Z06	396432.462	4143203.107	2515.9	6.09	281.8	4.4	19516.12	13430.44	-4.4	2149
Z07	396854.9483	4142968.389	2512.1	6.09	280.7	4	19471.59	13279.15	-5.3	2125
Z08	397521.859	4142832.174	2510	6.43	325.2	3.5	21213.09	14746.02	-3.5	2359
平均			2566.8	6.33	320.9	3.6			5.7	2230
合计							164388.5	111514.4		

注：坐标采用国家 2000 坐标系，中央子午线：105 度

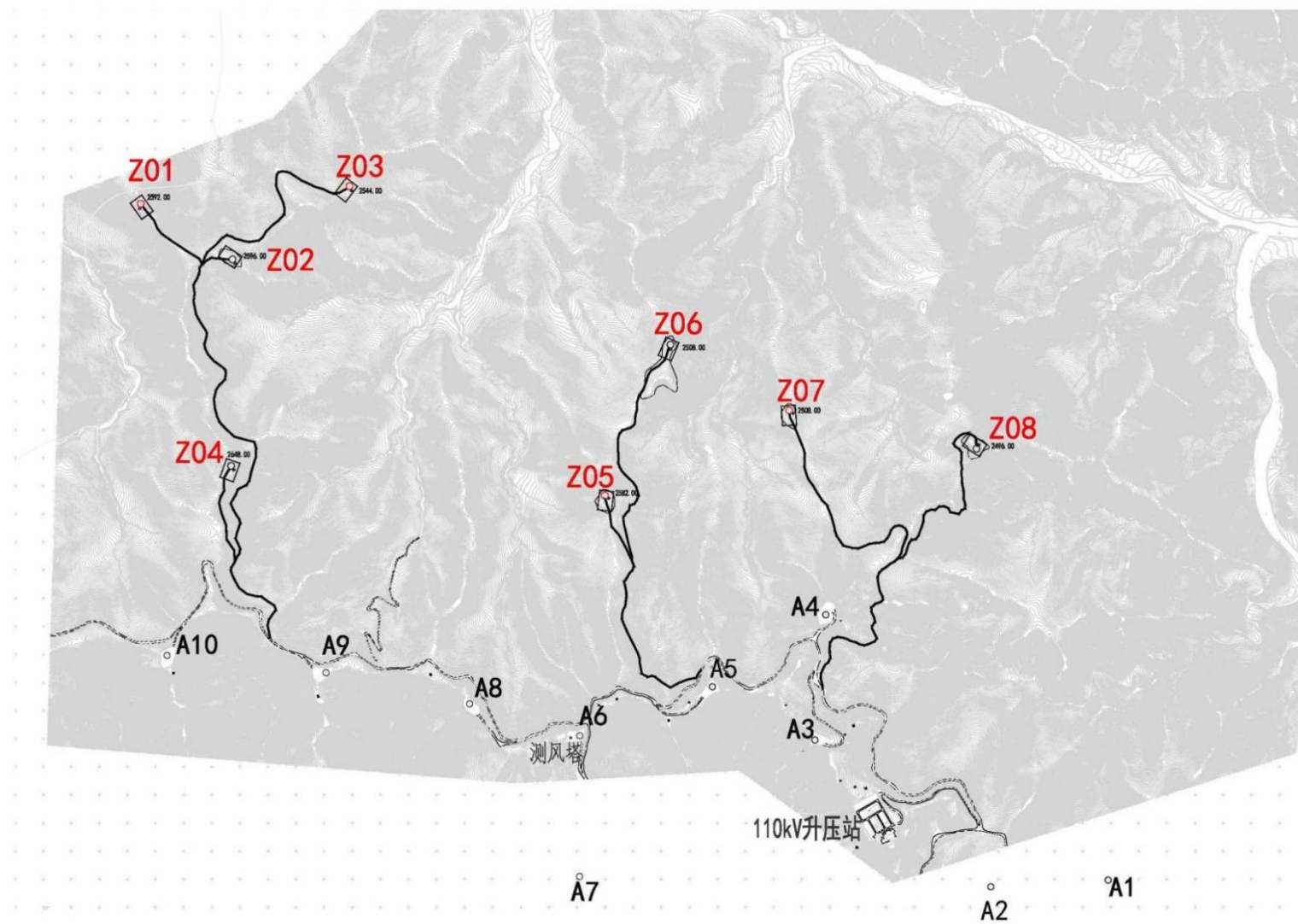


图 5.2-5 推荐布置方案（6.25MW 方案）

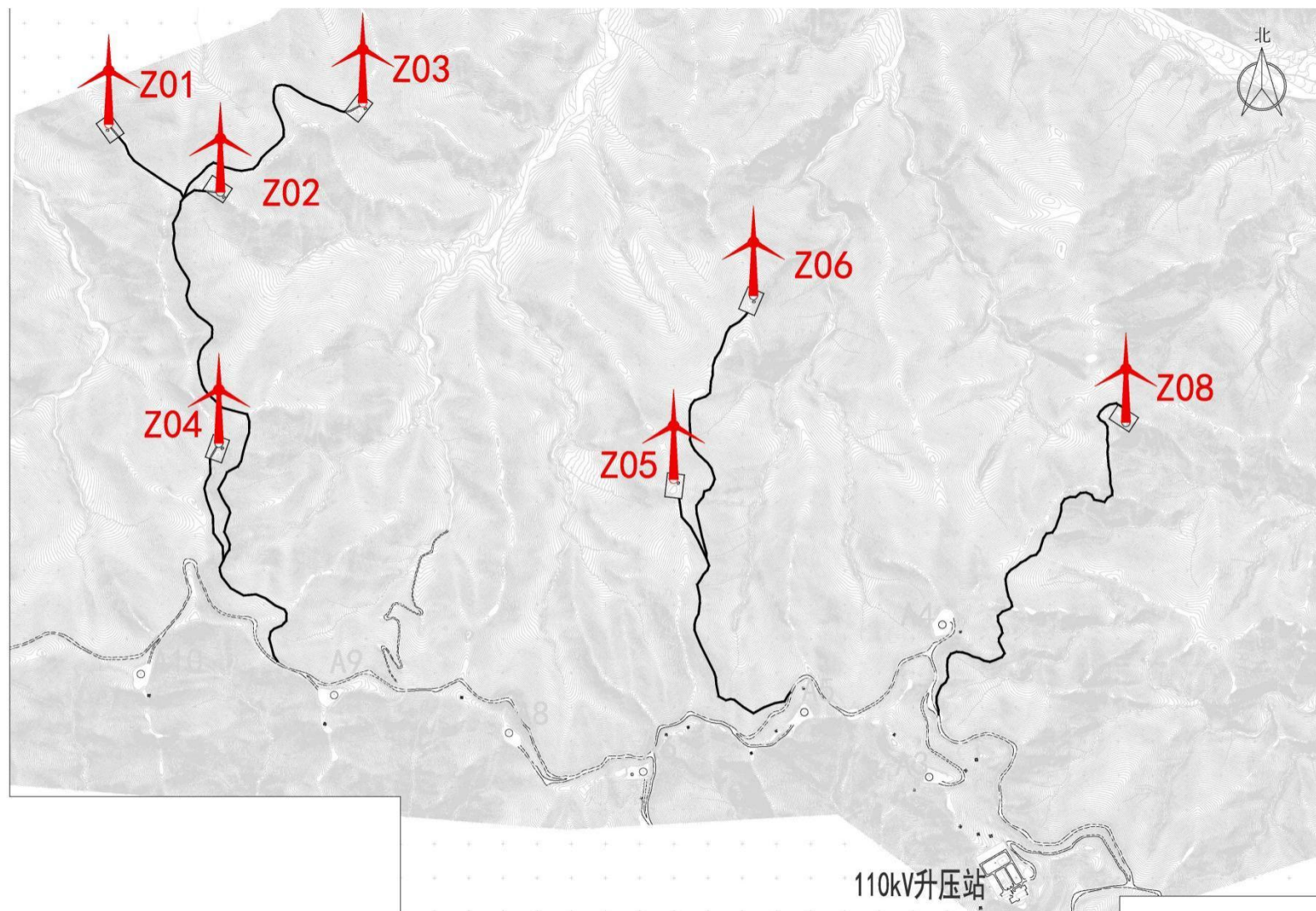


图 5.2-6 7.15MW、7.5MW 方案风机布置点位

6 电气

6.1 概述

6.1.1 建设规模和设计范围

6.1.1.1 工程建设规模

本工程建设规模 50MW，通过浙能景泰 10 万千瓦风电项目的同塔双回已建线路中的一回 110kV 线路送至景泰北 330kV 升压站。

本工程拟安装 8 台 6.25MW 的风电机组，发电机组经箱式变电升压至 35kV 后通过 35kV 集电线路接入本工程 110kV 升压站的 35kV 配电装置。集电线路采用架空线结合电缆的形式，全场共分为 2 回。

浙能景泰 10 万千瓦风电项目升压站已预留本工程扩建位置，本工程 110kV 侧新建 1 回线变组间隔。35kV 侧新建一段完整的 II 段母线，采用单母线接线，与既有母线之间不设联络。本项目新增一套无功补偿装置，无功补偿装置容量暂定为 ± 10 兆乏，最终以终版接入系统报告及批复为准。

本工程配套建设 5MW/10MWh 储能装置，最终建设容量以接入系统报告及批复为准。

6.1.1.2 工程设计范围

工程电气设计范围包括风电场及升压站两大部分的电气接线形式、电气设备选型、电气设备布置、高低压电缆敷设、防雷接地等部分的设计工作，升压站与送出线路以 110kV 出线构架为分界点。

风电场电气设计包括风力发电机组、机组升压变（箱式变）、35kV 集电线路（含通信光缆）等项工程。升压站新建电气设计包括主变压器、110kV 配电装置、35kV 配电装置、无功补偿装置、二次设备等多项工程。

送出线路工程及接入系统报告由业主单位另行委托。

6.1.2 接入电力系统方式

6.1.2.1 电力系统概况

2024 年底白银地区电源装机 843.42 万千瓦，其中水电装机 75.45 万千瓦，火电装机 434.2 万千瓦，生物质装机 9.4 万千瓦，风电装机 221.05 万千瓦，太阳能装机 103.32 万千瓦。

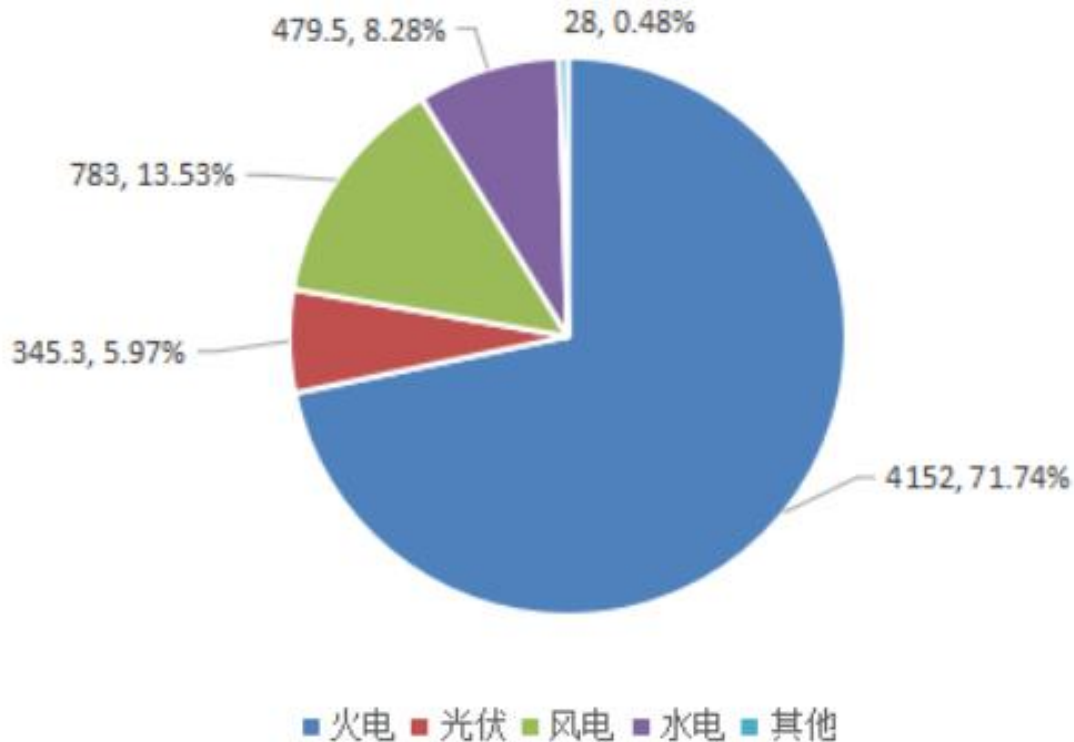


图 6.1-1 白银市电网各电源装机容量占比图

白银电网位于甘肃电网中北部，地处宁夏电网和兰州电网之间，是连接甘肃、宁夏两省的枢纽电网，担负着甘肃电力“西电东送、北电南送”的重任，其主要承担白银市三县两区和兰州市皋兰县、榆中县、武威市古浪县等地区供电任务，供电面积约 2.69 万平方公里。目前形成以 330kV、220kV 为主网架的大型区域电网。

国网白银供电公司所属变电站 121 座，其中，330kV 变电站 7 座，分别为石城变、芦阳变、子城变、银城变、东台变、万红变、响泉变，220kV 变电站 2 座，分别为沙河变、龙川变。110kV 变电站 46 座，35kV 变电站 66 座。白银电网根据地理位置及电网结构、供电区域可分为四个部分：一是以白银公司和白银市区供电为主的白银区电网，二是以景泰电灌供电为主的景泰电网，三是主要解决皋兰县用电的皋兰电网，四是靖远县、平川区及会宁一带的靖会平电网。景泰地区 110kV 电网是以 330kV 石城变、芦阳变为电源支撑点的供电网络，承担着景泰地区政府、医院、军队、城乡居民生活用电、电气化铁路、厂矿、冶炼、高扬程提灌及工农业生产的重要供电任务。网内共有 110kV 变电站有 36 座（包括 18 座用户变），35kV 变电站 21 座（包括 8 座用户变）。

白银网内火电、风电资源、太阳能资源丰富，承担着西北电网火电中转枢纽作用。根据白银市中型城市建设发展规划，结合“十四五”期间白银电网规划新增的 330kV 吴家川变、330kV 南区变，可对网架进一步完善和加强，同时增强 330kV 系统对 110kV

高压配电网的支撑，最大限度地满足网内负荷增长的需求，并提高 330kV 电网的整体可靠性水平，为进一步优化调整 110kV 高压配电网提供必要的电源保障。

白银 110kV 电网“十四五”发展主要是根据不同区域负荷发展，规划新建 750kV 白银变~750kV 兰州东变线路工程，线路长度约 145km，进一步加强甘肃中部电网主网架结构，保障电网输电可靠性，消除东白线检修期间，武白双回+白银主变上网断面的限额要求。新建 330kV 变电站 2 座，330kV 吴家川变电站、330kV 南区变电站，新增主变容量为 $4 \times 360\text{MVA}$ 。形成以 750kV 白银变为核心，各分部 330kV 为前沿支撑点的电网结构，进一步增强各 330kV 变电站对于本地区 110kV 变电站的支撑保障能力。依托上述电源支撑点，新增 110kV 变电站布点，规划新建景泰东变、什川变、银东北变、银东南变、南郊变、银西变、刘川北变、河北变、永新变、玉湾变、新塬变等。

110kV 正路变由兰州电网 330kV 中川变供电。白银 110 千伏及以上电网现状接线图见图 6.1-2。

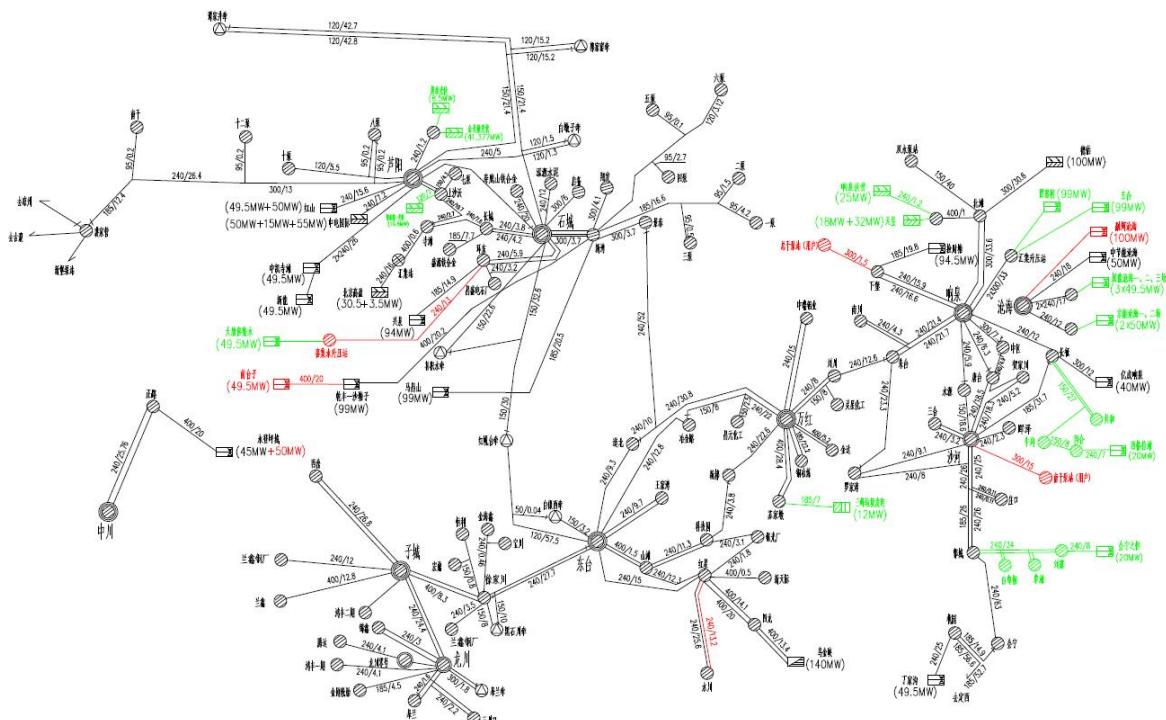


图 6.1-2 白银地区相关 110kV 电网现状接线图

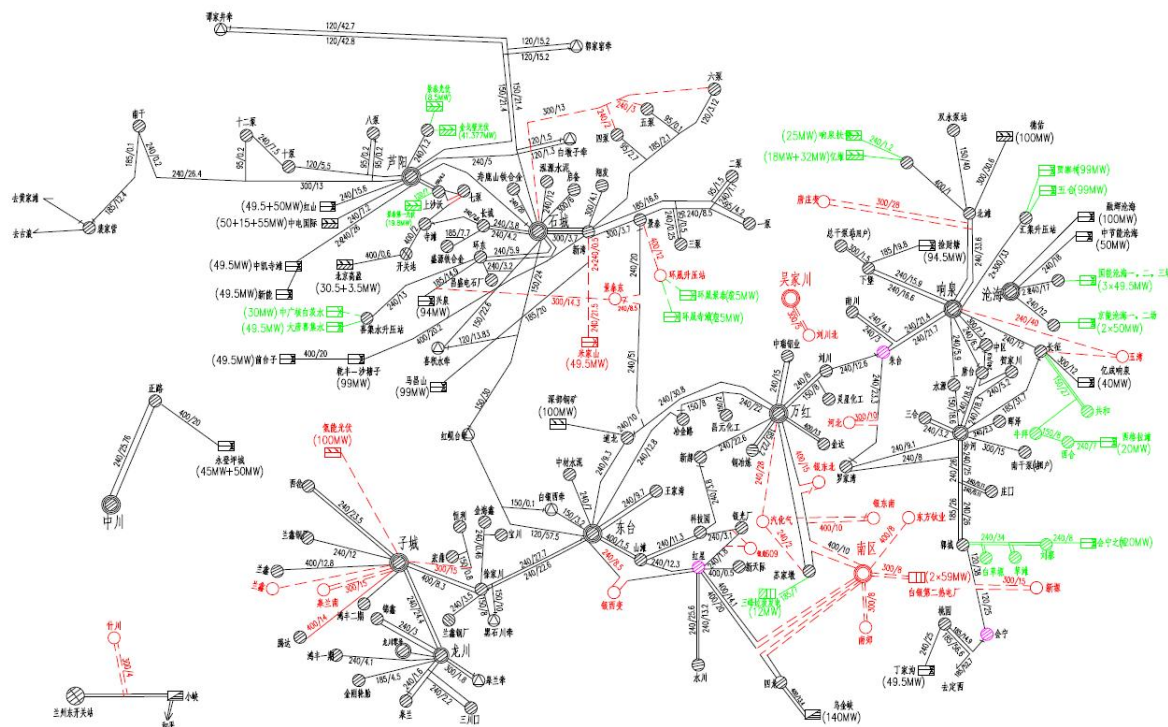


图 6.1-3 相关 110kV 电网规划接线图 (2025 年)

6.1.2.2 区域电网负荷预测

根据“十三五”以来白银经济社会发展实际以及白银电网年度负荷和电量发展情况，以及已知的用户报装需求，预测“十四五”白银电网负荷和全社会用电量将以 8% 的增速快速增长。

“十四五”时期，白银市将抢抓新时代、新征程、推进西部大开发形成新格局、黄河流域生态保护和高质量发展的战略机遇，强化重大项目支撑，抢抓区域产业转移机遇，围绕十大生态产业和“两区四基地”、兰白自创区建设，积极服务“两区四基地”建设和三个千亿元产业发展，升级改造传统优势产业，培育壮大战略新兴产业，融合发展文化旅游产业，提档升级商贸物流产业。

根据白银市“十四五”社会经济发展规划纲要研讨会上各区县规划的重点发展项目和产业规模，以及在建重点项目预期投产日期，白银供电公司对“十四五”时期白银电网负荷发展规模进行了归纳汇总，并根据预测数值设定了高中低三个方案。其中高中低方案的增长率分别为：高方案 10%，中方案 8%，低方案 5%，在进行电力电量平衡分析计算时，推荐采用中方案预计结果。

“十四五”时期，白银电网新增大的点负荷有中兰客专牵引变 150 兆瓦，中部移民供水工程 116.9 兆瓦，靖煤集团煤电清洁高效气化气综合利用项目 130 兆瓦，靖煤集团白

岩子矿井 10 兆瓦，兰鑫钢厂三期 30 兆瓦，朱中铁路 10 兆瓦，鸿丰电石二期 80 兆瓦，甘肃瑞康众源科技公司年产 10 万吨电子专用材料生产线 20 兆瓦，华石医药有限责任公司 11 兆瓦，诺克保温材料有限责任公司 12 兆瓦，甘肃职业技术学院 10 兆瓦，福门综合体 20 兆瓦，白平铁路 160 兆瓦、鑫海成大数据中心 50 兆瓦，云芯智能大数据 30 兆瓦，中瑞铝业一期复产 150 兆瓦，金达化工一期复产 70 兆瓦、二期新增 70 兆瓦，大的点负荷预计新增总量为 1109.9 兆瓦。其余各类负荷因变化幅度较小，统一按照 4% 的自然增长率考虑。至 2025 年，按照高中低三个水平预测，白银电网负荷将达到 3220、3000、2590 兆瓦。

表 6.1-1 白银市电网“十四五”期间年度负荷预测表

年份 (年)	高方案		中方案		低方案	
	负荷 (兆瓦)	电量 (亿千瓦时)	负荷 (兆瓦)	电量 (亿千瓦时)	负荷(兆 瓦)	电量 (亿千瓦时)
2020	2050	125	2050	125	2050	125
2021	2500	139	2250	135	2130	129
2022	2750	152	2500	150	2238	134
2023	2950	168	2750	165	2350	141
2024	3050	181	2900	174	2467	148
2025	3220	190	3000	180	2590	155

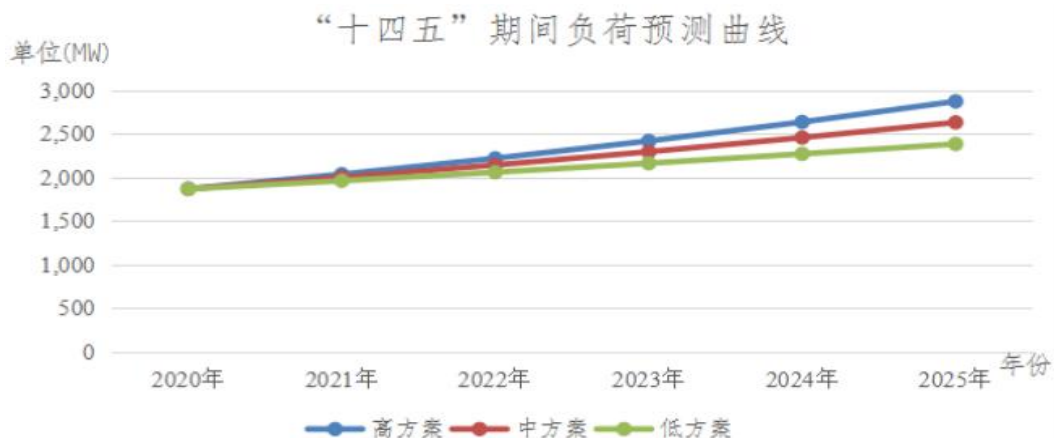


图 6.1-4 白银市电网“十四五”期间年度负荷预测曲线图

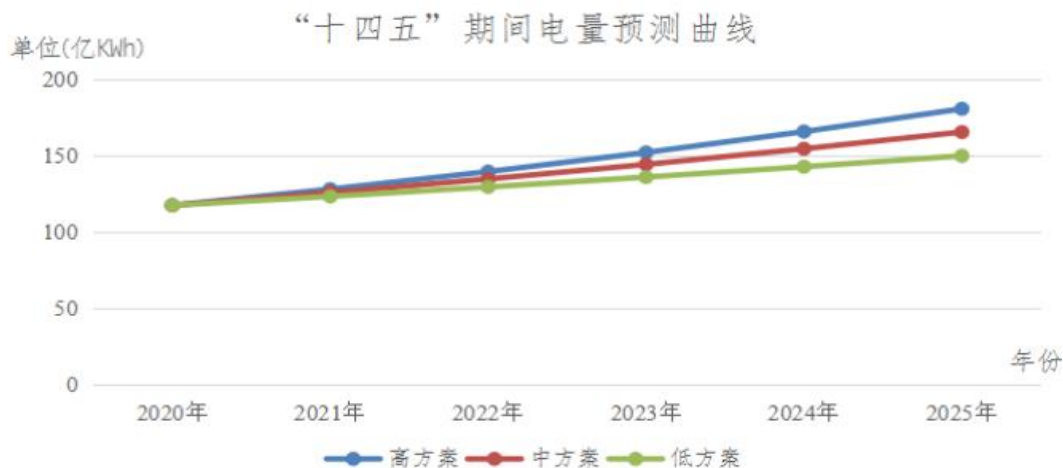


图 6.1-5 白银市电网“十四五”期间年度电量预测曲线图

6.1.2.3 电力电量平衡

- 1) 负荷方式：根据白银电网负荷特性，选择夏大、夏小、冬大、冬小、夏 13:00、冬 14:00 六种方式进行计算。
- 2) 火电：开机方式为：冬季按全开机考虑，夏季按开一半机考虑，厂用电按 8% 考虑。等效利用小时数分别按 4000/5000 小时计算。
- 3) 风电：网内已并网、已核准、已列入核准计划的风电参与平衡。大负荷时风电有效出力按总装机容量的 5% 考虑，小负荷时风电有效出力按总装机容量的 50% 考虑，午间时刻风电有效出力按总装机容量的 20% 考虑。等效年利用小时按 1800h 计算。
- 4) 光伏：网内已并网、已备案、已列入备案计划的光伏参与平衡。根据光年等效利用小时数按 1500h 计算。
- 5) 储能：新增新能源装机在按 10% 配置配套储能设施，储能出力按削峰填谷考虑。
- 6) 平衡结果中，“+”表示电力盈余、“-”表示电力亏损，平衡结果盈或亏即表示可外送的电力和需要补充的电力。

表 6.1-2 2030 年白银市 330 千伏电网供电平衡表

2025年	冬大	冬小	夏大	夏小
一、供电负荷（单位：万千瓦）	473.12	361.45	440.79	330.59
二、电源装机	1567.94	1567.94	1567.94	1567.94
1.水电	47.95	47.95	47.95	47.95
2.火电	294.00	294.00	294.00	294.00
3.风电	373.60	373.60	373.60	373.60

4.光伏	824.4	824.4	824.4	824.4
5.储能	27.99	27.99	27.99	27.99
三、电源出力	934.07	1150.0	922.76	1139.45
1.水电	9.59	9.59	38.36	38.36
2.火电	264.60	264.60	264.60	264.60
3.风电	18.68	235.37	18.68	235.37
4.光伏	641.2	641.2	601.12	601.12
5.储能	-	-	-	-
四、电量盈余	-495.99	-815.31	-514.61	-833.34

通过对白银电网 2030 年进行电力电量平衡计算，可以得出：考虑白银地区“十四五”期间所有新增电源项目，2030 年白银电网最大电力盈余约为 8333.4 兆瓦。

由于白银电网新能源装机容量的不断增大，在新能源大发时段，电力呈盈余状态，无法在白银地区电网内就地平衡，需通过 750 千伏主网在更大范围内平衡。

6.1.2.4 接入系统方案

110kV 升压站内已建成的浙能景泰 10 万千瓦风电项目，以 1 回 110kV 线路送入汇集站，汇集打捆后临时接入芦阳变，芦阳变扩建 1 个出线间隔。后续待景泰北、景泰东等 330kV 站投运后，各新能源站再按照景泰地区项目总体接入方案进行改线，其中浙能景泰 10 万千瓦风电项目以 1 回 110kV 线路接入规划 330kV 景泰北站。

本项目借用浙能景泰 10 万千瓦风电项目同塔双回已建线路，改建部分线路后送至景泰北 330kV 升压站。最终接入方案以终版接入系统报告及批复为准。

6.2 升压站选址

本项目升压站利用浙能景泰 10 万千瓦风电项目 110kV 升压站站址，站内已建设一个 110kV 线变组，已安装一台 120MVA 主变，并预留 1 回线变组及配套电气设备安装位置。

站址海拔约 2605m，距离最近村庄为杏树村，直线距离约为 5.3km。

6.3 电气一次

6.3.1 设计依据

《陆上风电场工程可行性研究报告编制规程》（NB/T31104-2016）

- 《风电场接入电力系统技术规定第 1 部分：陆上风电》（GB/T19963.1-2021）
- 《风电场接入电网技术规定》（Q/GDW1392-2015）
- 《风力发电场设计规范》（GB51096-2015）
- 《风电场工程电气设计规范》（NB/T31026-2012）
- 《风力发电场设计技术规范》（DL/T5383-2007）
- 《35kV~110kV 变电站设计规范》（GB50059-2011）
- 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》（GB/T50064-2014）
- 《交流无间隙金属氧化物避雷器》（GB/T11032-2020）
- 《建筑物防雷设计规范》（GB50057-2010）
- 《交流电气装置的接地设计规范》（GB50065-2011）
- 《电力工程电缆设计标准》（GB50217-2018）
- 《高压配电装置设计规范》（DL/T5352-2018）
- 《低压配电设计规范》（GB50054-2011）
- 《导体和电器选择设计规程》（DL/T5222-2021）
- 《火力发电厂与变电站设计防火标准》（GB50229-2019）
- 《电力变压器第 1 部分：总则》（GB1094.1-2013）
- 《油浸式电力变压器技术参数和要求》（GB/T6451-2023）
- 《电力变压器能效限定值及能效等级》（GB20052-2024）
- 《电力变压器选用导则》（GB/T17468-2019）
- 《35kV~220kV 变电站无功补偿装置设计技术规定》（DL/T5242-2010）
- 《发电厂和变电站照明设计技术规定》（DL/T5390-2014）
- 《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB50061-2010）
- 《35kV~750kV 变电站站用变设计规范》（Q/GDW11126-2021）
- 《电化学储能电站设计规范》（GB51048-2014）
- 《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》（T/CEC373-2020）
- 《电力设施抗震设计规范》（GB50260-2013）
- 《电力设备典型消防规程》（DL5027-2015）
- 《电力系统污区分级与外绝缘选择标准第 1 部分：交流系统》（Q/GDW1152.1-2014）
- 《国家电网公司电网污区分布图（2020 年版）》

《国家电网有限公司十八项电网重大反事故措施（修订版）》

《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（2023）

其他国家现行的相关规程、规范和规定。

6.3.2 电力系统接入方式

110kV 升压站内已建成的浙能景泰 10 万千瓦风电项目，以 1 回 110kV 线路送入汇集站，汇集打捆后以 1 回 110kV 线路临时接入芦阳变，芦阳变扩建 1 个出线间隔。后续待景泰北、景泰东等 330kV 站投运后，各新能源站再按照景泰地区项目总体接入方案进行改线，其中浙能景泰 10 万千瓦风电项目以 1 回 110kV 线路接入规划 330kV 景泰北站。

本项目借用浙能景泰 10 万千瓦风电项目同塔双回已建线路，改建部分线路后送至景泰北 330kV 升压站。最终接入方案以终版接入系统报告及批复为准。

6.3.3 电气主接线

6.3.3.1 风电场集电线路方案

风电场建设 8 台 6.25MW 风力发电机组。每台风力发电机出口就地 1140V 升至 35kV，经汇流后接入风电场 35kV 配电装置。采用二级升压，经 2#主变升至 110kV 后，通过 110kV 线路送出。

风力发电机—变压器组采用一机一变单元接线方式。每 1 台风力发电机组接 1 台 6500kVA 升压变压器。该接线结构简单，变压器故障/检修时仅影响一台风力发电机，低压电缆相对较短，低压侧损耗相对较小。

根据本工程实际情况，场内选用 2 回 35kV 集电线路，采用电缆结合架空的形式。

35kV 电缆线路采用 35kV 交联聚乙烯绝缘聚乙烯护套铠装铜芯电缆，最小截面选取 3×70，架空线采用角钢塔，拟选取钢芯铝绞线截面为 240/30。

每回集电线路所接风机为：

- 1: Z01-Z04（4 台），集电线路采用架空线结合电缆敷设；
- 2: Z05-Z08（4 台），集电线路采用架空线结合电缆敷设。

6.3.3.2 110kV 升压站主接线方案

（1）110kV 侧接线方案

原景泰 10 万风场升压站已建成 110kV 线变组间隔一个，120MVA 的 110kV 主变压器一台。

本工程根据原升压站内预留空间，综合考虑与原升压站电气接线一致统一，本项目

110kV 升压站扩建一个 110kV 线变组间隔，利用浙能景泰 110kV 升压站预留场地安装。本项目新增一台 60MVA 主变（2#主变）。

（2）35kV 侧接线方案

升压站 35kV 侧扩建一段完整的单母线（II 段 35kV 母线），与既有母线之间不设联络。II 段 35kV 母线规划 2 回集电线路进线，1 回 2#主变进线，1 回接地变进线，1 回动态无功补偿装置进线，1 回储能进线，1 回母线 PT。

（3）中性点接地方式的选择

110kV 采用中性点直接接地或间隙接地方式。

35kV 侧采用经小电阻接地的方式。

0.4kV 站用电采用中性点直接接地方式。

（4）无功补偿装置

在本项目新增 II 段 35kV 母线侧集中设置 1 台无功补偿装置，采用动态无功补偿方式。升压站动态无功补偿装置容量暂定为 ± 10 兆乏，最终以终版接入系统报告及批复为准。

（5）场用电接线原则

1) 风电场场用电

本工程就地升压箱变自用电均引自变压器低压侧 1.14kV 母线，每台箱变设置一台 1.14/0.4kV 自用变压器及配套 UPS 设备，为箱变照明、防凝露设备、高低压开关设备、箱变测控保护设备等提供电源。

风力发电机组自用电由风机厂家统一考虑提供。

2) 升压站站用电

本工程升压站范围内场用电电压采用 380/220V，三相四线制。

6.3.4 主要电气设备及导体选择

6.3.4.1 短路电流计算

综合考虑既有浙能景泰 10 万千瓦风电场升压站情况，本阶段各电压等级短路电流暂按如下选择：

1.14kV 侧短路电流：65kA

35kV 侧短路电流：31.5kA

110kV 侧短路电流：40kA

6.3.4.2 污秽等级选择及主要设备使用环境条件

根据《国家电网公司电网污区分布图（2020 年版）》及《电力系统污区分级与外绝缘选择标准第 1 部分：交流系统》（Q/GDW1152.1-2014），建设区域属于 c 级污区。根据《国家电网有限公司十八项电网重大反事故措施（修订版）》，新、改（扩）建输变电设备的外绝缘配置应以最新版污区分布图为基础，综合考虑附近的环境、气象、污秽发展和运行经验等因素确定。变电站设计时，c、d 级污区可根据环境情况适当提高配置，因此本工程户外电气设备统一爬电比距取 d 级平均值 25mm/kV（最高电压）。

主要设备使用的环境条件见下表：

表 6.3-1 主要设备使用环境条件统计表

序号	项目		单位	数值
1	环境温度	年平均气温	°C	8.6
		最热月平均气温	°C	21.8
		最冷月平均气温	°C	-6.7
		极端高温	°C	38.6
		极端低温	°C	-27.3
2	海拔高度	风电场	m	2500~2860
		升压站	m	2605
3	年平均相对湿度		%	47
4	平均年降水量		mm	183.5
5	年平均蒸发量		mm	2361.0
6	年平均风速		m/s	2.4
7	最大风速（10min）		m/s	21.7
8	年最大积雪深度		cm	11
9	年最大冻土深度		cm	113
10	平均雷暴日数		d	15.1
11	平均雾日数		d	0.4
12	平均大风日数		d	16.7
13	平均冰雹日数		d	0.3
14	平均沙尘暴日数		d	12.4
15	平均积雪日数		d	12.1
16	污秽等级		级	C
17	地震烈度		度	VIII

6.3.4.3 110kV 升压站主要设备及导体选择

升压站主要电气设备选择结果表见“升压站主要电气设备选择结果表”。

表 6.3-2 升压站主要电气设备选择结果表

设备 安装 地点	选用设备 名称	选用设备 型号	计算值							所选设备保证值					
			短 路 点	工 作 电 压	工 作 电 流	冲 击 电 流 峰 值	稳 态 电 流	假 想 时 间	短 路 热 效 应	额 定 电 压	最 高 工 作 电 压	额 定 电 流	动 稳 定 电 流	热 稳 定 电 流	开 断 电 流
			编 号	U _g	I _g	i _{ch}	I _d	t	Q _{dt}	U _e	U _{gd}	I _e	I _{dw}	I _t	
			d	kV	A	kA	kA	s	kA ² ·s	kV	kV	A	kA	kA	kA
110kV 配电 装置	110kV 断路器 (主变进线/ 出线)	额定电压：126kV 额定电流：2000A 额定开断电流：40kA		115	604	暂无	暂无	0.7	暂无	110	126	2000	100	40 (3S)	40
35kV 配电 装置	真空断路器 (主变)	额定电压：40.5kV 额定电流：1250A 额定开断电流：31.5kA		37	936	暂无	暂无	2	暂无	35	40.5	1250	80	31.5 (4S)	31.5
	真空断路器 (各出线)	额定电压：40.5kV 额定电流：1250A 额定开断电流：31.5kA		37	-	暂无	暂无	2	暂无	35	40.5	1250	80	31.5 (4S)	31.5

（1）主变压器

本工程风机装机容量为 50MW，配套建设 5MW/10MWh 储能装置。考虑风电大发、无功容量及未来储能同时参与辅助服务市场的可能性，预留储能的空间，同时结合浙江景泰 10 万千瓦风电项目接入系统批复，暂选取容量 60MVA 的主变。

由于风力发电具有随机性，风电机组所发电能的大小是根据风速情况时时变化的，因此机组所发无功也是瞬时变化的，这将引起升压站母线电压波动；同时，风电机组对电压要求非常高，频繁的电压波动或电压波动过大将引起风电机组的跳闸停机，这对风电场的运行不利，存在较大的风险，因此主变压器选择有载调压方式。

根据《电力变压器选用导则》（GB/T17468-2019），在满足温升限值的情况下，容量为 180MVA 以下的油浸式电力变压器，冷却方式优先采用油浸自冷（ONAN）。

综上所述，本项目选用 1 台三相、铜绕组、低损耗（S20 型，满足 GB20052-2024《电力变压器能效限定值及能效等级》中二级能效要求）、低噪音、油浸自冷式有载调压电力变压器。参数如下：

型号：SZ20-60000/110

容量：60MVA

电压组合：115±8×1.25%/37kV（最终根据接入系统报告及批复调整）

联接组标号：YN，d11

阻抗电压：U_k=12%

冷却方式：ONAN

110kV 中性点接地方式：直接接地或间隙接地

数量：1

（2）110kV 配电装置

110kV 开关设备可分为气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）和空气绝缘的敞开式开关设备(AIS)。

作为传统的敞开式配电设备 AIS，在我国发展已经处于成熟期，并且具有一定的制造和运行经验。它主要以瓷套作为设备外壳，从而实现绝缘的功效，一定程度上节约了成本，AIS 的主要技术特点是：设备布局清晰，有利于相关人员进行日常维护和检修，整体结构简单，构架形式清晰，电气接线分明，利于操作。设备扩建较为方便，可以选用不同厂家的产品。缺点在于 AIS 设备占地面积广，外露组件多，容易受天气因素影响，

不利于设备安全运行。

GIS 相比于 AIS 系统具有占地面积小、元件全部密封不受环境干扰、运行可靠性高、运行方便、检修周期长、维护工作量小、安装迅速、运行费用低、无电磁干扰等优点。但缺点在于 GIS 属于全封闭的设备、整体造价成本高，当其出现故障时，不能通过外部直观观察实现快速接触故障的目的，需借助相关监视进行处理。设备的扩建便利性不足，有可能受原厂家影响。另外根据《国家电网有限公司十八项电网重大反事故措施（修订版）》，最低温度为-25℃及以下的地区，户外不宜选用 SF₆ 气体绝缘互感器，本项目所在地区极端低温为-27.3℃，由于电流互感器一般集成于 GIS 设备中，因此需考虑户内布置，增加了土建及暖通设备费用。

两种方案的初步经济比较参见下表：

表 6.3-3 升压站主要电气设备选择结果表

布置方案	AIS	GIS
一次设备费(万元)	80	150
安装调试费用(万元)	12	8
二次电缆(万元)	8	5
土建费用	12	32（基础费用 8 万，GIS 设备间 24 万）
辅助设备费用	0	8（暖通设备 3 万，SF ₆ 气体报警装置 5 万）
占地面积(m ²)	550	250
土地费用（万元）	8.26	3.75
总费用	120.26	206.75

由表可见，本项目 GIS 的投资约是 AIS 投资的 1.72 倍。考虑到设备的经济性以及与站内既有设备的协调性，本项目 110kV 配电装置选用 AIS 设备。

根据《电力设施抗震设计规范》（GB50260-2013），当抗震设防烈度为 8 度及以上时，电压为 110kV 及以上的配电装置形式，不宜采用高型、半高型和双层屋内配电装置。本工程地震烈度为 8 度，110kV 配电装置拟采用户外普通中型布置方式。采用架空进出线方式。

110kV 配电装置基本参数：

a. 断路器

型式：户外瓷柱式 SF₆ 断路器 LW36-126

额定电压：126kV

额定电流：2000A

额定频率：50Hz

额定开断电流：40kA

额定关合电流：100kA

数量：1 套

b. 隔离开关

型式：户外水平开启式隔离开关 GW4-110IIDW（双接地）

额定电压：126kV

额定电流：2000A

额定频率：50Hz

额定开断电流：40kA

额定关合电流：100kA

数量：2 套

c. 电流互感器

根据《国家电网有限公司十八项电网重大反事故措施（修订版）》，最低温度为-25℃及以下的地区，户外不宜选用 SF6 气体绝缘互感器，由于本地区极端最低气温低于-25℃，因此拟采用油浸式电流互感器。为获得较高的准确度，型式选择倒立式。

型式：户外油浸式倒立式电流互感器 LVB-110

额定电压：126kV

额定短时耐受（热稳定）电流：40kA

额定峰值耐受（动稳定）电流：100kA

额定一次电流：500-1000/1A

准确级：5P30/5P30/5P30/5P30/0.5/0.2s

容量：30VA/30VA/30VA/30VA/20VA/5VA

数量：3 台

d. 电压互感器

型式：户外电容式电压互感器 TYD-110/√3-0.01H

额定电压：110kV

最高电压：126kV

变比：(110/√3)/(0.1/√3)/(0.1/√3)/(0.1/√3) /0.1kV

精度：0.2/0.5/3P/3P

容量：30/30/40/100VA

数量：3 台

e.110kV 氧化锌避雷器

型式：户外氧化锌避雷器 YH10W102/266

额定电压：102kV

持续运行电压：79.6kV

直流 1mA 参考电压：≥148kV

2ms 方波冲击电流：600A

雷电冲击电流残压峰值：266kV

标称放电电流：10kA

数量：3 支

（3）35kV 配电装置

本项目风电场升压站 35kV 配电装置采用单母线接线。

本项目 35kV 电缆线路规划 2 回集电线路进线，1 回 2#主变进线，1 回接地变进线，1 回动态无功补偿装置进线，1 回储能进线，1 回母线 PT，35kV 侧建设完整的单母线接线（II 段）。35kV 配电装置采用户内移开式成套开关柜单列布置，由于本项目海拔较高，为保证良好的绝缘水平，开关柜尺寸拟选取 1680mm 宽。采用电缆下进线，绝缘管母上出线的方式。

主要参数：

型号：KYN61-40.5

额定电压：40.5kV

额定电流：1250A

额定开断电流：31.5kA

额定短时耐受电流及时间：31.5kA/4s

额定峰值耐受电流：80kA

断路器型式：SVG 进线回路采用六氟化硫断路器，其他回路采用真空断路器。

35kV 配电室已同步配置六氟化硫气体泄漏监控报警系统 1 套，本项目无需新增设备。

数量：7 面

（4）SVG 配电装置

风力发电机组不适合长期工作在大容量无功发出或吸收状态，否则会增加机组变流器负荷，增加后期风机的维护。一般情况可以考虑采用风机补偿掉风机升压变和线路的无功损耗，而作为整理风电场的调压功能和风电场主变无功损耗应由风电场的集中无功补偿来完成。

升压站动态无功补偿装置容量暂定为 ± 10 兆乏。SVG 配置一套监测监控系统，实现对 SVG 的监测功能及控制功能。

动态无功补偿装置型式暂按照 SVG 进行设计，本阶段推荐采用直挂式 SVG，功率柜、启动柜及控制柜采用集装箱式安装，连接电抗器采用户外布置。为避免外在环境对设备的影响及国网反措要求，无功补偿功率柜采用水冷方式冷却。最终动态无功补偿装置型式和容量根据接入系统批复意见确定。

升压站 SVG 设备

额定电压：35kV

额定容量： $\pm 10\text{MVar}$

响应速度： $\leq 30\text{ms}$

无功补偿装置型式：户外直挂式

冷却方式：水冷

数量：1

（5）接地变及接地电阻选择

1）接地电阻选择

根据国家电网调[2011]947 号《关于印发风电并网运行反事故措施要点的通知》要求：“风电场汇集线系统单相故障应快速切除，汇集线系统应采用经电阻或消弧线圈接地方式”。由于电阻与消弧线圈均为满足要求，但电阻较为经济，故设计采用小电阻线圈接地，35kV 中性点小电阻接地点可以选择在升压变的低压侧，也可以采用在 35kV 母线上增加接地变，通过接地变引出中性点，再通过小电阻接地。

电缆线路电容电流 I_C 的估算公式：

$$I_{C1} = 0.1 \times U_e \times L_1$$

$$I_{C2} = 3.3 \times U_e \times L_2 \times 10^{-3}$$

$$I_{C3} = 1.5 \times 3.3 \times U_e \times L_3 \times 10^{-3}$$

式中：Ic1 为电缆线路电容电流，Ue 为额定线电压（kV），L1 为电缆线路总长度（km）；Ic2 为单回架空线电容电流，3.3 为有架空地线的系数，L2 为单回架空线总长度（km）；Ic3 为双回架空线电容电流，1.5 为对比单回架空线所增加的倍数。

本项目集电线路采用电缆架空混合敷设方式，其中每段 35kV 母线上电缆线路总长约 3.1km，单回架空线总长约 8km，双回架空线总长约 1.3km。考虑 13%附加系数，系统电容电流估算结果为 12.7A。

小接地电阻系统零序电流较大，接地电弧将稳定燃烧，不会间歇性熄灭引起间歇过电压。为保证零序电流保护的灵敏度，增加检除故障线路概率，必须有足够大的接地电流。35kV 中性点接地电流按照 200A 选择，推荐采用 1 台 106.8Ω电阻接地。

故 35kV 中性点接地电阻选择为 106.8Ω。

2) 接地变容量计算

通过接地变中性点的短路电流为 200A，则该接地变压器的短时容量 S 短时为：

$$S=37/\sqrt{3}\times 200=4272.5\text{kVA}$$

考虑 Z 型变压器的容量时，还必须将短时故障电流及其容量换算成持续的额定电流容量，IEEEC62.92.3-2012 标准作出过载系数的规定，来换算变压器的短时容量为持续容量，换算系数如下：

Table 3—Short-time overload factors for distribution transformers

Duration of overload	Multiple of rated kVA
10 s	10.5
60 s	4.7
10 min	2.6
30 min	1.9
2 h	1.4

Z 型接地变按照通流时间 10s 过载 10.5 倍考虑，及考虑一定的裕量，取接地变容量不小于 407kVA。

本项目 II 段 35kV 母线配置 1 台接地变，型号选择为 DKSC-500/37。

（6）滤波装置

升压站 II 段 35kV 母线侧预留加装滤波装置的位置及相应高压开关柜位置，项目并网后进行电能质量检测，如谐波测试结果不满足国标要求，则考虑加装滤波装置。

（7）站内导体及电力电缆

选择原则：1）各级电压设备引线按回路通过的最大电流选择导线截面，按发热条

件校验；主变进线侧导体载流量按不小于主变额定容量 1.05 倍计算；2）站内 110kV 线路的导体规格不小于送出线路的规格；3）考虑风电大发及储能满功率放电工况。

电压（kV）	回路名称	回路最大电流（A）	选用导体/电缆		控制条件	备注
			导线根数×型号	载流量(A)		
110kV	主变进线	349	1×LGJ-300/40	656（允许导体最高温度+80°，环境温度+30°，海拔 3000m）	由载流量控制	暂列，最终与出线线径保持一致
35kV	主变压器进线	936	绝缘管母	2000（由设备厂家修正）	由载流量控制	
	母线	936	由设备厂家明确	2000（由设备厂家修正）		
	SVG 进线	173	ZC-YJY23-26/35-3×95	195	由载流量控制	
	接地变兼站用变进线	7.8	ZC-YJY23-26/35-3×70	165	由热稳定控制	
	储能进线	86.7	ZC-YJY23-26/35-3×70	165	由载流量控制	

6.3.4.4 风电场主要设备选择

(1)风力发电机组

风电机组要求功率因数可调，具有低电压穿越能力。主要电气参数如下：

额定容量：	6250kW
额定电压：	1140V
额定频率：	50Hz
额定功率因数：	$\cos\varphi=1.0$ （-0.95~+0.95 可调）
数量：	8 台

根据《风电场接入电力系统技术规定第 1 部分：陆上风电》（GB/T19963.1-2021），风电机组需满足高、低电压穿越要求，其中高电压穿越需具备 1.3 倍高电压穿越能力。

(2)35kV 箱式变电站

箱变的选型主要从安全、可靠及安装、维护等方面考虑。在没有特殊要求时，一般选用具有运行灵活、操作方便、免维修、性价比较优的风电组合式变电站。由于风电机组功率过大，箱变 35kV 侧配置一体式断路器，型式采用华式箱变。

型式：	华式箱变
-----	------

数量：8 台

a)箱内变压器

本风电场箱式变压器选用油浸式三相双卷低损耗（S18 型，满足 GB20052-2024《电力变压器能效限定值及能效等级》中三级能效要求）自冷式升压变压器，容量为 6500kVA。

型号：S18-6500/35

额定容量：6500kVA

电压组合：37±2×2.5%/1.14kV

联接组标号：D，yn11

阻抗：U_k=8%

b)高压一体式断路器

额定电压(kV)：40.5

额定电流(A)：630

额定短时耐受电流(kA)：31.5

额定短路持续时间(s)：4

额定动稳定电流(峰值)(kA)：80

c)高压避雷器

型号：HY5WZ-51/134

额定电压(kV)：51

持续运行电压(kV)：40.8

1mA 参考电压：73

标称放电电流(kA)：5

雷电冲击电流残压（峰值）：≤134

操作冲击电流残压（峰值）：≤114

d) 低压断路器

额定电压(kV)：1.14

额定电流(A)：≥5000

额定频率(Hz)：50

额定极限短路分断能力 I_{cu}：≥63kA

额定运行短路分断能力 I_{cs} : $\geq 63\text{kA}$

额定短时耐受电流 I_{cw} : $\geq 63\text{kA/1s}$

低压断路器可实现瞬时短路保护、延时短路保护、过载保护、接地故障保护等保护功能，并有远传位置信号。

(3)集电线路

1) 场内 35kV 集电线路

见集电线路章节。

2)3kV 动力电缆

风力发电机组与箱式变电站间通过电缆连接，敷设方式通常分为两种：（1）电缆从风机基础下预埋管槽穿出后直埋至箱变低压侧；（2）电缆从塔筒门下预留孔中穿出，沿门外爬梯下桥架敷设入地，直埋至箱变低压侧。

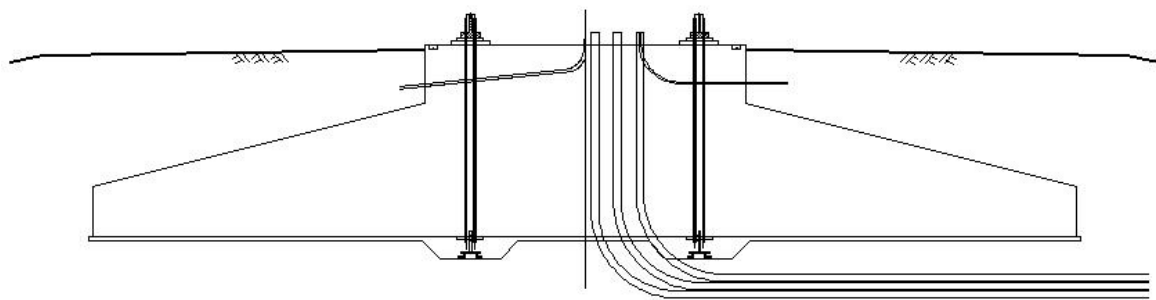


图 6.3-3 方案（1）示意图

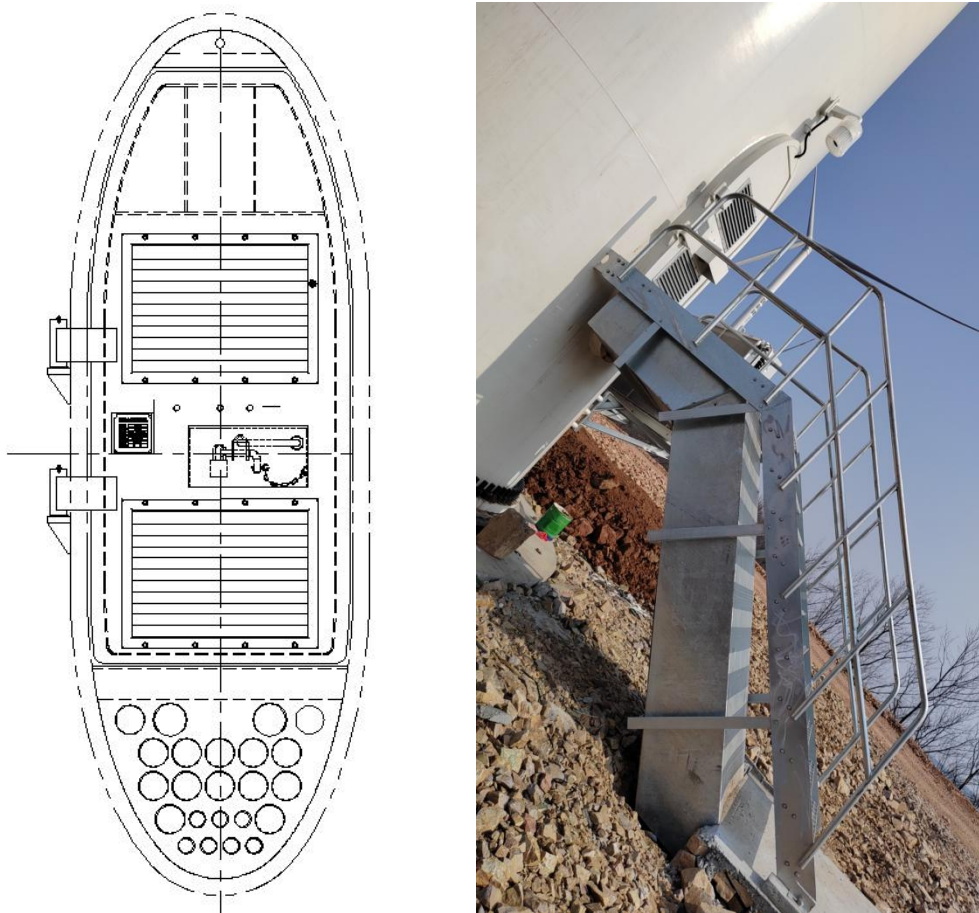


图 6.3-4 方案（2）示意图及现场图

对比来看，方案（1）做法较为考究，管槽及电缆均在地下及基础内部，外部无额外构筑物，对风机外部景观无影响。但该方案需预埋管槽，且管槽需穿过风机垫层引上至塔筒内，开挖量较大，电缆整体路径较长。方案（2）无需开挖至风机基础底部，缩减了电缆长度，但该方案需协调塔筒厂家进行门下开孔及门外爬梯下桥架制作；爬梯下桥架在一定程度上影响整体美观；由于塔筒门朝向需避开主风向，电缆出线方向需朝向箱变低压侧，箱变布置需要综合考虑平台布局及架空线终端塔位置，因此设计中需要综合考虑多个因素来确定方案。

综合浙能景泰 10 万风电项目建设情况，本阶段推荐采用方案（1），即风机低压电缆直埋至箱变低压侧。

风机额定功率为 6250kW，考虑到风机的最大出力（90%电压、95%功率因数），低压 1140V 侧输出的最大电流为 3702A，拟选用 ZC-YJY23-1.8/3kV 3×300 规格的电缆，根据相关厂家样本，单根载流量为 515A（土壤温度 25℃；最大工作温度：90℃；土壤热阻系数：1.0K·m/W）。现对电缆载流量进行校正，根据《电力工程电缆设计标准》

（GB 50217-2018），校正系数包括：

①环境温度差异。由于风电大发时温度通常较低，温度取 25℃，系数取 1；

②直埋敷设时土壤热阻系数差异。由于项目所在地干燥，少雨，土壤热阻系数按 2.0K•m/W 考虑，系数取 0.87；

③电缆多根并列的影响。《电力工程电缆设计标准》（GB 50217-2018）中并列根数最多选取到 6 根，当电缆之间净距取 100mm 时对应校正系数为 0.75。本工程拟选取 12 根并列，电缆之间净距取 100mm，校正系数按 0.7 考虑。

因此当 12 根电缆并列敷设时，总校正系数为 $0.87 \times 0.7 = 0.61$ 。则 12 根并列时载流量为 $0.61 \times 12 \times 515 = 3769.8A > 3702A$ ，大于 3702A，满足要求。另外再选取 2 根 ZC-YJY23-1.8/3kV 3×300 电缆作为接地电缆。

6.3.5 防雷、接地及过电压保护设计

6.3.5.1 绝缘配合及过电压保护

电气设备的绝缘配合，参照国家标准 GB11032《交流无间隙金属氧化物避雷器》、行业标准 GB/T50064《交流电气装置的过电压保护绝缘配合设计规范》确定的原则进行避雷器配置和电气设备的绝缘配合。本工程在各电压母线均装设避雷器。

（1）110kV 电气设备的绝缘配合

1）避雷器选择

110kV 避雷器选择无间隙氧化锌避雷器，其主要技术参数见下表。

表 6.3-4 110kV 氧化锌避雷器主要技术参数

名称	数据
额定电压（kV，有效值）	102
最大持续运行电压（kV，有效值）	79.6
操作冲击残压（kV，峰值）	221
雷电冲击残压（kV，峰值）	266
陡坡冲击残压（kV，峰值）	297

2）绝缘配合

110kV 电气设备的绝缘水平，由雷电冲击耐压决定，以避雷器雷电冲击 10kA 残压为基础，配合系数不小于 1.4，110kV 电气设备绝缘水平参数的选择及保护水平配合系数见下表：

表 6.3-5 110kV 电气设备绝缘水平参数选择

设备名称	设备耐受电压值					备注
	雷电冲击耐压（kV，峰值）			1min 工频耐压（kV，峰值）		
	全波		截波			
	内绝缘	外绝缘		内绝缘	外绝缘	
主变压器	480	450×Ka	530	200	185×Ka	1.4×266=372.4（kV，峰值）实际配合系数>1.4
其它电气设备	550	550×Ka	630	230	230×Ka	
断路器断口间	550	550×Ka	/	230	230×Ka	
隔离开关断口间	/	630×Ka	/	265	265×Ka	

升压站所有设备外绝缘按照海拔 2605m 进行修正, 海拔修正系数, $ka=e^{m(H-1000/8150)}$
=1.22, H 取 2605, m 取 1。

其他电气设备中仅电流互感器承受截波耐压试验。

(2) 35kV 电气设备的绝缘配合

1) 避雷器选择

35kV 避雷器选择无间隙氧化锌避雷器, 其主要技术参数见下表。

表 6.3-6 35kV 氧化锌避雷器主要技术参数

名称	数据
额定电压 (kV, 有效值)	51
最大持续运行电压 (kV, 有效值)	40.8
操作冲击残压 (kV, 峰值)	114
雷电冲击残压 (kV, 峰值)	134
陡坡冲击残压 (kV, 峰值)	154

2) 绝缘配合

35kV 电气设备的绝缘水平, 由雷电冲击耐压决定, 以避雷器雷电冲击 5kA 残压为基础, 配合系数不小于 1.25, 35kV 电气设备绝缘水平参数的选择及保护水平配合系数见下表:

表 6.3-7 35kV 电气设备绝缘水平参数选择

设备名称	设备耐受电压值					备注
	雷电冲击耐压（kV，峰值）			1min 工频耐压（kV，峰值）		
	全波		截波			
	内绝缘	外绝缘		内绝缘	外绝缘	
主变压器低压侧	200	185×Ka	220	85	80×Ka	1.25×134=167.5 实际配合系数>1.25
其它电器	200	185×Ka	220	95	95×Ka	
断路器断口间	185	185×Ka	/	95	95×Ka	
隔离开关断口间	/	215×Ka	/	/	118×Ka	

升压站所有设备外绝缘按照海拔 2605m 进行修正，海拔修正系数， $ka=e^{m(H-1000/8150)}$
=1.22，H 取 2605，m 取 1。

(3) 绝缘子串的选择

根据 6.3.4.2 节，本工程户外电气设备统一爬电比距取 d 级平均值 25mm/kV，电压按 U_m 计算， U_m 为系统最高运行电压，折算成外绝缘有效爬电距离：110kV 设备不小于 $126 \times 25\text{mm} = 3150\text{mm}$ ；35kV 设备不小于 $40.5 \times 25\text{mm} = 1013\text{mm}$ 。

本工程绝缘子选用 XWP-100 型防污盘形悬式瓷绝缘子，单片绝缘子的有效爬电距离为 450mm。110kV 绝缘子串片数为 $3150/450 = 7$ 片。

由于升压站海拔高度按 2605m 设计，根据《导体和电器选择设计规程》（DL/T 5222-2021），耐张绝缘子串和悬垂绝缘子串的片数需按下式进行修正：

$$N_H = N \times (1 + 0.1(H - 1))$$

式中， N_H —修正后的绝缘子片数；N—海拔 1000m 及以下地区绝缘子片数；H—海拔高度 km，本工程取 2.605。计算得 $N_H = 8.12$ ，取 9 片。再考虑耐张绝缘子串取 2 片零值，悬垂绝缘子串取 1 片零值，则 110kV 耐张绝缘子串片数取 11 片，悬垂绝缘子串片数取 10 片。

(4) 屋外配电装置最小安全净距

由于升压站海拔高度为 2605m，需要对屋外配电装置最小安全净距进行海拔修正。根据《高压配电装置设计规范》（DL/T5352-2018），当场地海拔位于 2600~2700m 之间时，110kV 直接接地系统 A1 值为 1.11m，A2 值为 $1.1 \times 1.11 = 1.221\text{m}$ ；35kV 系统 A1 值为 0.46m。

对于 35kV 系统，A2 值同 A1 值，为 0.46m。

屋外配电装置最小安全净距见下表：

表 6.3-8 屋外配电装置最小安全净距（m）

符号	适用范围	110kV	35kV
A1	1. 带电部分至接地部分之间； 2. 网状遮拦向上延伸线距地 2.5 米处与遮拦上方带电部分之间。	1.24	0.46
A2	1. 不同相的带电部分之间； 2. 断路器和隔离开关的断口两侧引线带电部分之间。	1.22	0.46
B1	1. 设备运输时，其外廓至无遮拦带电部分之间； 2. 交叉的不同时停电检修的无遮拦带电部分之间； 3. 栅状遮拦至绝缘体和带电部分之间。	1.99	1.21
B2	1. 网状遮拦至带电部分之间。	1.34	0.56
C	1. 无遮拦裸导体至地面之间；	3.74	2.96

符号	适用范围	110kV	35kV
	2. 无遮拦裸导体至建筑物、构筑物顶部之间。		
D	1. 平行的不同停电检修的无遮拦带电部分之间； 2. 带电部分与建筑物、构筑物的边沿部分之间。	3.24	2.46

6.3.5.2 防雷保护

(1) 110kV 升压站防雷保护

1) 直击雷保护

景泰升压站已采用 3 根 35m 避雷针作为直击雷保护。保护对象主要为主变压器、110kV 配电装置、SVG 户外设备、储能区设备等，经过计算可以保护本项目户外所有高压设备，满足本项目扩建需要，无需新增。

升压站中设置配电装置楼、综合楼、消防水池水泵房及附属用房等建筑物，已在屋顶采用避雷带保护，满足扩建需求。

2) 配电装置的侵入雷电波保护

根据《交流电气装置的接地设计规范》(GB500652011)和《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》(GB/T500642014)中规定，110kV 线路沿全线架设避雷线，本在项目 110kV 出线处设置金属氧化物避雷器，对沿线路的雷电侵入过电压进行保护。在升压站的 35kV 开关柜上装设金属氧化物避雷器，对雷电侵入波和其他过电压进行保护。

主变压器中性点装设金属氧化物避雷器一只，并装有接地隔离开关和放电间隙，以方便接地运行方式的选择。

(2) 风电场内电气设备防雷保护

风力发电机组利用风机塔架作为直击雷保护。风力发电机机壳、塔架应与接地网可靠连接，风力发电机防雷引下线与接地网相连处应敷设冲击电阻接地网。箱式升压站的布置利用风机塔架作为直击雷保护，但箱体及箱体內的开关柜柜体、变压器外壳等均应可靠接地。

6.3.5.3 接地保护

(1) 110kV 升压站接地保护

升压站已采用以水平接地网为主和垂直接地体为辅的复合人工接地装置，重点区域加强均压布置以满足接触电势和跨步电压的要求。升压站接地装置采用方孔网格状布局，主接地网水平接地扁钢截面为 60×6mm，敷设于冻土层（最大冻土深度 113cm）以下，垂直接地极采用 L50×5 热镀锌角钢，单根长度 2500mm。

根据《浙能景泰 10 万千瓦风电项目岩土工程勘察报告》，升压站区域深度为 0.9m 时，土壤电阻率约为 $951.2\Omega\cdot\text{m}$ ；深度为 1.5 米时，土壤电阻率约为 $656.2\Omega\cdot\text{m}$ ；深度为 2.4 米时，土壤电阻率约为 $564.3\Omega\cdot\text{m}$ ；升压站场地内地下水位以上地基土对混凝土结构具微腐蚀性，对混凝土结构中的钢筋具微腐蚀性，对钢结构具微腐蚀性；勘察未揭露地下水，地下水对本工程建设影响较小。

原升压站接地网埋深在冻土层以下 0.8m，埋深约 1.9m，土壤电阻率按 $630\Omega\cdot\text{m}$ 考虑，计算接地电阻约为 2.37Ω ，无法满足 $R=2000/I=0.5$ 所要求达到的接地电阻要求，施工采用降阻剂和接地网外引的方式，使实测接地电阻满足要求。

不采取任何措施时允许最大接触点位差为 362V，允许最大跨步电位差为 794V，计算值均不满足该要求。设计要求在变电站内路面采用钢筋混凝土与主接地网可靠连接，变电站区域裸露空地铺设 15-20cm 碎石（电阻率达到 $2500\Omega\cdot\text{m}$ ），主接地网外边缘做帽檐式均压带。本工程扩建后要求复测接地电阻，要求接地电阻不大于 $2000/I_g$ ，如接地电阻不达标，应采取降阻措施。接触电位差不满足允许值时，在操作机构以及接地引下线一圈设均压环，同时在室内地面铺绝缘地坪。

（2）风电场内电气设备的接地保护

风电场风力发电机组接地装置采用以水平接地网为主和垂直接地体为辅的复合人工接地装置，并充分利用各个风力发电机基础作为自然接地体，重点区域加强均压布置以满足接触电势和跨步电压的要求。由于风电场地处山区，地形复杂，因此，拟采用降阻剂处理以降低接地电阻。

风电场的保护接地、工作接地、过电压接地采用一个总的接地装置。每台风机区域的接地电阻要求 $\leq 4\Omega$ 。

6.3.6 站用电及照明

6.3.6.1 站用电

升压站内站用电已考虑远期用电负荷，已在升压站站内 I 段 35kV 母线配置 1 台接地变兼站用变，接地变兼站用变型号为 DKSC-800/37-400/0.4。站用电系统备用电源引接自就近的 10kV 线路，变压器容量为 400kVA。

站用变压器负荷计算采用换算系数法，不经常短时及不经常断续运行的负荷均可不列入计算负荷。当有备用站用变压器时，其容量应与工作变压器相同。

站用变压器容量按下式计算：

$$S \geq K_1 \sum P_1 + \sum P_2$$

式中 S—站用变压器容量（kVA）；

$\sum P_1$ —所用动力负荷之和（kW）；

K_1 —所用动力负荷换算系数，一般取 0.85；

$\sum P_2$ —电热及照明负荷之和（kW）。

根据不经常短时及不经常断续运行的负荷均可不列入计算负荷的原则，本工程对升压站扩建后，升压站内负荷统计见表 6.3.6-1。

表 6.3.6-1 站用电负荷统计

序 号	名 称	负 荷 容 量 (kW)	运行方式	备注
一	动力负荷			
	原 110kV 配电装置（断路器、隔离开关）操作电源	20	经常、断续	
	110kV 配电装置及主变端子箱、机构箱加热	16	经常、连续	
	主变中性点操作电源	6	经常、断续	
	35kV 小母线电源	20	经常、断续	
	SVG 装置冷却电源	60	经常、连续	
	SVG 装置控制电源	40	经常、连续	
	1#接地变兼站用变交流电源	6	经常、连续	
	本工程接地变电源	3	经常、连续	
	储能装置消防回路	40	不经常、连续	第二路电源
	通风机	4	经常、连续	
	电动大门电源	5	不经常、短时	
	原直流充电电源	18.4	经常、连续	考虑浮充电工况下
	原 UPS 电源	10	经常、连续	
	本工程直流充电电源	13.8	经常、连续	考虑浮充电工况下
	本工程 UPS 电源	10	经常、连续	
	潜水排污泵	6	不经常、短时	
	空调负荷	55	经常、连续	
	消防稳压泵（主备，取单台）	2	不经常、连续	
	消防水泵（主备，取单台）	40.5	不经常、连续	建筑消防
	变频供水设备	8.75	经常、短时	
	生产办公负荷	10	经常、连续	
	检修箱	50	不经常、短时	

	二次屏间照明打印电源	3	经常、连续	
	生活用电	30	经常、连续	
二	电热&电照明负荷			
	户外照明	2.13	经常、连续	
	门卫室照明	0.052	经常、连续	
	配电楼照明	7.11	经常、连续	
	综合楼照明	15	经常、连续	
	水泵房照明	1	经常、连续	
	电加热负荷	109	经常、连续	
三	储能系统其他负荷			由储能厂家自行配置

计算得 $S \geq 279.2 \times 0.85 + 134.292 = 371.612 \text{kVA}$ 。考虑一定裕度，本项目站用变取 400kVA。

站用变容量满足本项目扩建需求，无需新增设备。

6.3.6.2 照明

根据照明设计技术要求，风电场照明系统分正常工作照明和事故照明两部分。升压站已在主控制室、二次设备室、35kV 配电装置室及主要通道等重要场所除设置正常工作照明外还设置事故照明。

正常照明的电源来自站用交流配电柜，主要供正常照明使用；应急照明的电源来自直流逆变电源，主要供应急照明使用。

照明系统满足本项目扩建需求，无需新增设备。

6.3.7 电气设备布置

6.3.7.1 110kV 升压站电气设备布置

本升压站内设有 110kV、35kV 两个电压等级的配电装置。本工程扩建的 2#主变位于已建 1#主变的西北侧；110kV 配电装置采用户外敞开式布置，采用架空进出线，布置于 1#主变出线间隔的西北侧；35kV 配电装置采用户内单排布置，布置于 35kV 配电室预留位置，采用电缆进线，主变进线柜与主变压器之间采用绝缘管母连接；本工程新增 2#SVG 无功补偿设备及接地电阻舱布置在 1#SVG 旁；二次设备布置于二次设备室预留屏位；本项目新增储能设备布置于既有储能设备西南侧。

6.3.7.2 风电场区电气设备布置

就地升压箱变：布置于风电机组外部，与风电机组距离 $> 10\text{m}$ ，低压侧埋管朝向风电机组。

6.3.8 电缆设施

6.3.8.1 电缆选型

电力电缆按 GB50217《电力工程电缆设计标准》选择。由于本工程年最低温度较低，升压站内所有动力电缆均选用交联聚乙烯绝缘钢带铠装聚乙烯护套电缆，阻燃等级不小于 C 级。

风电场区风机至升压箱变动力电缆及集电线路采用 ZC-YJY23-1.8/3 和 ZC-YJY23-26/35 型铜芯交联聚乙烯绝缘钢带铠装聚乙烯护套电力电缆，阻燃等级不小于 C 级。

6.3.8.2 电缆敷设

a. 升压站内

- (1) 站内低压电力电缆、35kV 电力电缆和控制电缆采用电缆沟、穿管等敷设方式；
- (2) 电缆沟采用角钢电缆支架敷设电缆；
- (3) 电缆沟支架全部采用热镀锌防腐处理。

b. 风电场内

(1) 风机至升压箱变电缆在风机基础内穿管敷设，出风机基础后直埋至箱变低压侧，敷设于冻土层（最大冻土深度 113cm）以下。

(2) 集电线路电缆采用直埋敷设方式，敷设于冻土层（最大冻土深度 113cm）以下，过路穿镀锌钢管。

6.3.8.3 电缆防火封堵

(1) 在电缆沟的接口处，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层间耐火隔板；

(4) 对直流电源、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 1m 长的电缆，防火墙两侧各 1m 长的电缆，采用电缆防火涂料进行涂刷；

(5) 在升压站主控制室、二次电缆沟道中及升压站的就地端子箱内，敷设截面为 120mm²的裸铜排（缆），构建室内、外的二次等电位接地网。

6.4 电气二次

6.4.1 设计依据和原则

6.4.1.1 主要参考的设计规范

本工程的设计严格遵循和参考以下规范、标准：

《风电场接入电力系统技术规定第 1 部分：陆上风电》（GB/T19963.1-2021）

《风电场接入电网技术规定》（Q/GDW1392-2015）

《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》（GB/T50062-2008）

《继电保护和安全自动装置技术规程》（GB14285-2023）

《并网风电场继电保护配置及整定技术规范》（DL/T1631-2016）

《电流互感器和电压互感器选择及计算规程》（DL/T866-2015）

《电力系统调度自动化设计规程》（DL/T5003-2017）

《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》（DL/T5136-2012）

《防止静电事故通用导则》（GB12158-2006）

《电测量及电能计量装置设计技术规程》（DL/T5137-2001）

《电力工程直流电源系统设计技术规范》（DL/T5044-2014）

《电力工程交流不间断电源系统设计技术规程》（DL/T5491-2014）

《火灾自动报警系统设计规范》（GB50116-2013）

《电力系统通信系统设计内容深度规定》（DL/T5447-2012）

《同步数字体系（SDH）光纤传输系统工程设计规范》（GB/T51242-2017）

《新能源场站全景监控通用技术规范》（Q/GDW12056-2020）

《国家电网有限公司十八项电网重大反事故措施》（修订版）

国家电网调[2011]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》

《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（2023 版）

《国家电网公司风电场接入系统设计内容深度规定修订版》（国家电网发展[2008]327 号）

《电力监控系统安全防护规定》（发改委 27 号令）

《电力监控系统安全防护总体方案》（国家能源局国能安全[2015]36 号）

其他国家现行的相关规程、规范和规定。

6.4.1.2 主要设计原则

(1) 本项目按“无人值班，少人值守”的原则设计。

(2) 风电场与升压站分别配置计算机监控系统，控制功能各自独立，风力发电机组集中监控系统与升压站计算机监控系统实现数据通信，升压站计算机监控系统配置远动通信设备，实现接入系统要求的调度自动化的远动功能。风电场风电机组低电压穿越能力、有功功率控制、无功功率及电压控制满足《风电场接入电力系统技术规定第 1 部分：陆上风电》（GB/T19963.1-2021）的要求。调度端的控制命令通过远动系统下发到风力发电机组集中监控系统，进行有功、无功调节。

(3) 风电场和风力机组的保护与接入系统相协调，满足电网对电压适应性、频率适应性及电能质量适应性的要求。

(4) 无功补偿设备的动态补偿响应时间满足要求。

(5) 风电场集电线系统采用经小电阻接地方式，并配置单相接地故障保护，确保汇集线系统故障快速切除，防止事故扩大、恶化。

(6) 计算机监控系统必须满足中国国家标准《计算机信息系统安全等级划分准则》及国家发展改革委令第 27 号《电力监控系统安全防护规定》和“国家能源局 2015 第 36 号文《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》”的要求。并按国家电力监管委员会“关于印发《电力行业信息系统等级保护定级工作指导意见》的通知”确定电站信息安全保护等级。

(7) 升压站的控制与保护包括 110kV 及 35kV、站用电系统的控制保护设备、计算机监控系统、控制电源系统和其它辅助二次设备系统。采用先进计算机技术和设备，所有控制保护由微机实现，不设置传统的模拟盘。测控装置按间隔配置。

(8) 采用分散-集中的设备布置方式，减少二次设备间的连接电缆。110kV 设备的控制保护设备布置在二次设备室，35kV 控制保护设备布置在相应的开关柜内设计。

6.4.2 电气自动化系统

6.4.2.1 升压站计算机监控系统

(1) 主要设计原则

升压站计算机监控系统的设计原则如下：

1、计算机监控系统采用开放式、分层分布式网络结构，由站控层、间隔层以及网络设备构成。站控层设备按工程远景规模配置，间隔层设备按工程实际规模配置。

2、升压站内由计算机监控系统完成对全站设备的监控，采用 IEC-61850 通讯标准，统一建模，统一组网，实现站控层、间隔层二次设备信息交互。

3、设置两台调度自动化数据传输设备，冗余配置，计算机监控主站与调度自动化数据传输设备信息资源共享，不重复采集。

4、升压站内由计算机监控系统完成对全站设备的监控，不再另外设置其它常规的控制屏和模拟屏。

5、保护动作及装置报警等重要信号输入测控单元采用硬接点形式。

6、计算机监控系统配有与电力数据网的接口，软、硬件配置应能支持联网的通信技术以及通信规约的要求。新能源生产实时数据均要求可上传浙能集团生产监控平台，为了加强后期风电场集中管控水平，本项目监控系统预留接入浙能集团集控中心接口，暂不配置硬件设备。

7、向调度端上传的保护、调度自动化信息量执行现有相关规程。

8、计算机监控系统网络安全应严格按照《电力二次系统安全防护规定》来执行。

9、五防操作票系统纳入计算机监控系统统一考虑。

（2）监控范围

1、模拟量（本工程）：

110kV 线路有功功率、无功功率、电流、有功电能量、无功电能量、频率；

主变各侧有功功率、无功功率、电流、有功电能量、无功电能量；

35kV 线路（含储能）有功功率、无功功率、电流、有功电能量、无功电能量；

35kV 母线电压；

SVG 动态无功补偿装置三相电流、无功电能量；

直流母线电压；

站用变低压侧母线电压；

主变温度。

2、开关量（本工程）：

升压站事故总信号；

所有断路器位置信号、隔离开关和接地开关位置信号；

所有保护装置动作信号；

保护及自动装置电源中断信号；

主变压器保护动作信号；
轻、重瓦斯动作信号；
主变压器油温过高信号；
主变有载调压档位信号；
110kV 线路保护动作信号；
35kV 线路保护动作信号；
断路器控制回路断线信号；
断路器操作机构各种故障信号；
直流系统异常信号；
消防及保卫信号。

3、控制对象（本工程）：

升压站所有断路器和电动机构隔离开关；
主变压器有载调压开关；
主变中性点刀闸。

（3）系统构成

升压站计算机监控系统应符合 DL/T860，在功能逻辑上由站控层和间隔层组成。

站控层由主机兼操作员工作站、调度自动化通信主机及网络打印机等设备构成，提供站内运行的人机联系界面，实现管理控制间隔层设备功能，形成全站监控、管理中心，并与远方监控/调度中心通信。

间隔层由继电保护、测控、计量等若干个二次子系统组成，在站控层及网络失效的情况下，仍能独立完成间隔层设备的就地监控功能。

（4）系统网络

站控层设备通过网络与站控层其他设备通信、与间隔层设备通信；本站站控层安全 I 区网络采用双星形以太网网络，安全 II/III 区网络采用单星形以太网网络。

间隔层设备通过网络与本间隔其他设备通信、与其他间隔层设备通信、与站控层设备通信。

（5）系统软件

110kV 升压站计算机监控系统应采用安全可信的产品或经过软件加固的操作系统，具备成熟商用历史数据库及实时数据库功能。主机加固的方式主要有：安全配置、安全

补丁、采用专用软件强化操作系统访问控制能力、以及配置安全的应用程序。关键控制系统软件升级、补丁安装前要请专业技术机构进行安全评估和验证。

（6）系统功能

计算机监控系统实现对变电站可靠、合理、完善的监视、测量、控制等功能，并具备遥测、遥信、遥调、遥控全部的调度自动化功能和时钟同步功能，具有与调度通信中心交换信息的能力。

1、五防闭锁：计算机监控系统应具备逻辑闭锁软件实现全站的防误操作闭锁功能，同时在受控设备的操作回路中串接本间隔的闭锁回路。升压站远方、就地操作均具有闭锁功能，本间隔的闭锁回路宜采用电气闭锁接点实现。

2、调度自动化功能：调度自动化通信设备需要的数据应直接来自数据采集控制层的测控装置，直采直送，要求调度自动化通信设备与站内监控设备无关；操作员站、系统服务器或工程师站的任何操作和设备故障对调度自动化通信设备都不应有任何影响，反之亦然；调度自动化通信设备的上传数据不需从这些系统的数据库中获取，而直接从间隔层设备中获取。

3、信号采集和处理：计算机监控系统应采集升压站生产过程中的实时量（包括模拟量、开关量）；检测出事故信号和设备的运行状态信号，实时更新计算机数据库，为监控系统提供可分析的数据。

4、控制操作：执行调度端（远端控制站）或当地监控主机下达的操作命令，完成对断路器、主变调压开关等设备的操作，同时应具有安全操作闭锁的功能。

5、调度端通信：计算机监控系统应能与调度端通信，通过部颁 101 等标准通信规约向调度端通信，执行调度端下达的控制命令，应能实现主备通道的自动切换。

（7）设备配置

1、站控层设备

全站配置 2 套监控主机兼操作员工作站。

全站配置 1 套独立五防工作站。

全站配置 1 台打印机。

2、间隔层设备

继电保护及安全自动装置具体配置详见本说明相关章节。

2#主变压器高、低压侧及本体各配置 1 套独立的测控装置，110kV 升压站本项目配

置 3 套 2#主变测控装置。

II 段 35kV 母线配置 1 套 35kV 测控装置，110kV 升压站本项目配置 1 套，考虑安装于 35kV 母线设备柜内。

本项目 35kV 集电线路进线、2#SVG 进线、接地变进线、本项目储能进线均采用保护测控一体化装置，单套配置，安装于各自 35kV 高压柜中。保护测控一体化装置应具备时钟同步功能，并接入全站唯一对时装置。

3、网络通信设备

站控层配置 2 台交换机，端口数量按 48 电口 2 光口考虑，在安全 I 区组双网。

35kV 系统配置 2 台间隔层交换机，端口数量按 24 电口 2 光口考虑。

6.4.2.2 风电场计算机监控系统

（1）风电机组的监控

风电机组监控分为现地监控和集中监控两种方式。现地监控方式下可在现地对风电机组进行单机控制、监视保护动作信号及有关测量参数；集中监控方式下可在控制室对 8 台风电机组进行监控。

1) 现地监控方式

风电机组的现地控制系统主要包括风电机组电气控制系统、偏航控制系统及变桨控制系统等以及塔筒底部的现地控制柜，可以自动控制发电机组的启停，完成正常运行时的监测和控制。同时可以与风机集中监控系统实现数据通信，上传风电机组的运行状态和运行参数，并接受风机集中监控系统的控制、调节命令，实现远方手动开/停机操作等。

运行人员可以通过现地控制柜实现对风电机组进行手动开机、手动停机、电动机启停、风电机组向顺时针方向旋转或向逆时针方向旋转。风电机组在运行过程中，控制单元持续监测风电机组的转速，监视制动系统的完整性，使风电机组的制动系统维持在安全水平上。通过控制单元还可调节风电机组的功率因数等参数。在风电机组塔架上部发电机机舱里的相应位置配有对应的一些运行方式切换开关和现地手动操作的开关和按钮。

现地控制系统可保证风电机组的正常并网发电和安全运行，具备紧急停机功能、故障报警功能，能够操作风机启动、停机、偏航和复位，能够记录并显示发电量、发电时间、并网时间等数据。具有后备不间断电源，在停电或电网故障时，保证不丢失运行数据及记录。

现地控制系统不依赖于集中监控系统，在集中监控系统发生连接故障时，现地控制系统能够继续控制风机并保证风机的正常运行。

风电机组配有各种检测装置和变送器，并可在屏幕上显示每台风电机组实时状态，如：当前日期和时间、叶轮转速、发电机转速、风速、环境温度、风电机组温度、当前的有功和无功功率、电流、电压、机组偏航情况、自安装之日起运行的总电量以及每年所发的电量等。风电机组的计算机显示屏幕上可显示事故或故障的位置、数量、内容、日期和时间等信号。

2) 集中监控方式

风电场风机集中监控设备布置在综合楼的通信设备室内，对场区内的风电机组进行集中监控和管理。控制室内的值班人员或运行人员可通过人机对话完成监控任务。

集中监控系统具有使风电机组和整个风电场（正常和紧急情况下）停止运行、使风电机组和整个风电场恢复运行、控制参数的变化等功能，同时对风电机组的各种参数进行监测。上述功能的相关数据均按时间进行记录和保存，需要时可以将这些文件打印出来。任何非正常运行情况，如故障和紧急停机、人工停机和开机、风速过高停机、周围温度超高等，集中监控系统应能发出视音频警报。

集中监控系统具有自我保护功能，不允许非授权进入。在集中监控系统出故障情况下，各个风电机组正常运行，不受干扰。

集中监控系统使用不间断电源，保证在电源失电的情况下能运行一段时间，进行保存数据等工作，以避免数据丢失。

集中监控系统通过与升压站计算机监控系统通信的方式完成与接入系统通信的要求，同时通过升压站计算机监控系统接受系统的调度和控制。

(2) 箱式升压变的监控

在箱式变压器配置智能测控装置完成对箱变的监测功能及箱变高低压测断路器控制功能，箱变信号可通过保护测控装置通讯口或硬接线接入风机就地控制系统上传至风电场监控系统，也可单独组网。

保护测控装置能够采集并上传以下信号：

1) 模拟量：

温度量

箱变低压侧电流量

箱变低压侧电压量

箱变高压侧电流量

2)开关量:

箱变高压侧断路器合闸位置

箱变高压侧断路器分闸位置

低压侧断路器合闸位置

低压侧断路器分闸位置

3) 报警信号:

变压器压力释放阀跳闸/告警

变压器油温超高

变压器油温过高

变压器油位过低

高/低压断路器跳闸

变压器油箱压力升高

箱变监控系统采用开放式分层分布结构,由集控层、子控层以及网络设备构成。集控层设备组屏布置在风电场升压站的计算机室内,子控层设备分别布置在相应的箱变内。集控层设备包括:集中监控主机、主交换机、屏体及附件等。集控层设备主要功能包括:通过测控单元实时采集各个箱变开关量、模拟量信息,对所采集的实时信息进行数字滤波、有效性检查,工程值转换、信号接点抖动消除、刻度计算等加工,从而提供可应用的电流、电压、有功功率、无功功率,功率因数等各种实时数据,并将数据上送至风电场升压站、各级调度中心,并接收调度中心及风电场的调度信息,对现地设备进行相应操作。子控层设备包括:保护测控装置、交换机、光纤终端盒等。每个现地测控装置实时采集对应箱变的开关量、模拟量信息,并将信息通过光纤环网上送至箱变集中监控系统。

保护箱变测控可与风电机组监控系统共同组网,也可两者单独组网,采用光纤环网中的不同纤芯。具体如下:

1) 风电机组具备接受箱变状态参数的功能,箱变的运行状态及故障信号等参数可以通过电缆或网线传送至安装在风力发电机塔基的风机控制柜内,送至集中监控系统,也可集成与风机监控系统。

2) 箱变监控系统各测控单元配置环网交换机, 可根据风电机组组网情况, 形成多个独立环网, 并与风电机组监控系统共用传输介质, 实现与升压变电站监控系统可靠通信, 实现箱变信息向电网调度部门传送。

建议箱变测控组网形式在施工图阶段由风机厂家与箱变测控厂家协商决定, 本阶段暂按分别独立组网考虑。

(3) 站内监控

风电场控制室布置在 110kV 升压站综合楼内控制室, 采用微机监控方式对风电场场区中的风电机组进行集中监控和管理, 并对 110kV 变电站内设备进行监视和控制。

风电场分为三级监控: 可在各台风力发电机的现场对单机进行监控; 可在 110kV 升压站的中央控制室对风电机组及送变电设备集中监控; 根据需要也可在调度中心, 经电力系统专网对风电场设备和 110kV 升压站实行远方监控。

风电机组的计算机监控系统随风电机组一起配套供货, 升压站内的风电机组计算机监控系统汇入 110kV 升压站的计算机监控系统, 升压站的计算机监控系统预留与风电机组的计算机监控系统的接口。在升压站新增计算机监控系统与风机监控系统的接口设备, 包含规约转换装置及交换机。控制室内的运行人员可通过人机对话完成监视和控制任务。

站内工作站、工程师站、网络设备、服务器等采用安可设备。

6.4.3 继电保护

(1) 母线保护

35kV 母线保护按 35kV 母线 II 段单套配置。拟采用完全电流差动保护, 确保汇集线系统故障快速切除, 防止事故扩大, 保证系统安全稳定运行。

110kV 升压站本项目新增 1 套 35kV 母线保护装置, 单独组屏布置于二次设备室。

(2) 110kV 线路保护

110kV 线路配置单套线路保护装置, 保护装置以光纤电流差动为主保护, 三段式相间距离、三段式接地距离, 四段式零序电流方向保护为后备保护; 另含三相一次重合闸功能及断路器操作回路。

保护装置需与对侧保护装置配合, 保护通道采用光纤专用通道。

升压站本项目新增 1 套 110kV 线路保护装置, 组 1 面屏布置于二次设备室。

(3) 主变压器保护

配置原则：110kV 主变压器的主保护按照单套配置，采用纵联差动保护，保护动作于断开变压器的各侧断路器。

主变压器的后备保护亦按单套配置，主后备保护独立：高压侧装设复合电压闭锁过电流保护，保护动作于跳开变压器各侧断路器。

本变电站的主变压器中性点可接地运行或不接地运行，对外部单相接地引起的过电流，以及因失去接地中性点引起的电压升高，配置零序电流保护和反应间隙回路的零序电压和间隙放电电流的零序电流电压保护。保护动作于断开变压器各侧断路器。

主变压器还装设过负荷保护，带时限动作于信号。

变压器设置一套非电量保护，包括主本、有载调压机构的瓦斯、温度、压力释放、油位等保护。保护动作于发告警信号或/和跳各侧断路器。

升压站本项目新增 1 套差动保护、1 套高后备保护、1 套低后备保护、1 套非电量保护，组 1 面屏布置于二次设备室。

（4）35kV 集电线路进线保护

选用微机型保护测控一体化装置，配置速断保护、过电流保护、零序电流保护。按间隔单套配置，安装于开关柜内。

本项目新增 35kV 集电线路进线保护 2 台。

（5）35kV SVG 进线保护

选用微机型保护测控一体化装置，设有电流速断、过流保护、零序保护等保护，按间隔单套配置，安装于开关柜内。

本项目新增 35kV 2#SVG 进线保护 1 台。

（6）35kV 接地变进线保护

选用微机型保护测控一体化装置，设有电流速断、过流保护、零序保护等，按间隔单套配置，安装于开关柜内。

本项目新增 35kV 接地变进线保护 1 台。

（7）35kV 储能进线保护

选用微机型保护测控一体化装置，配置速断保护、过电流保护、零序电流保护。按间隔单套配置，安装于开关柜内。

本项目新增 35kV 储能进线保护 1 台。

（8）故障录波

升压站本项目新增 1 套故障录波装置，实现本项目故障录波功能。每套故障录波器按 96 路模拟量，128 路开入量配置，故障录波装置需满足直流母线电压的录波功能。装置组 1 面屏布置于二次设备室。故障录波器用来分析记录故障前后电流、电压波形，并记录保护装置及通道运行情况等。操作系统采用国产操作系统。故障录波器的录波时间应满足《风电场发电站接入电力系统技术规定 第 1 部分：陆上风电》(GB/T19963.1-2021) 的要求，故障录波器应具有足够的记录通道，能够记录故障前 10s 到故障后 60s 的情况。

(9) 频率电压紧急控制装置及防孤岛保护装置

考虑风电场容量对电力系统的可能影响，在升压站配置 1 套频率电压紧急控制装置，根据系统频率电压事故情况实现低频低压解列及高频高压切机等措施保证系统的安全，该装置应满足《风电场接入电力系统技术规定第 1 部分：陆上风电》(GB/T19963.1-2021) 对风电场有功功率紧急控制的要求。

频率电压技术要求如下：1) 具备过频、过压、低频、低压等保护功能，装置的跳闸出口可通过软件灵活地设定到相应的轮次；2) 完善的事件记录报文处理，可保存最新 128 次动作报告，24 次故障录波报告；3) 模块化结构，硬件、软件扩充灵活。友好的人机界面、汉字显示、中文报告打印；4) 灵活的通信方式，应配置有 3 个以太网接口或 RS485 通信接口，可选双绞线、光纤引出。能够实现与厂站监控系统通信，通信规约应满足厂站监控系统的要求。

升压站本项目新增 1 套防孤岛保护装置，动作时间应不大于 2s，防孤岛保护还应与电网侧线路保护相配合。

频率电压紧急控制装置及防孤岛保护装置组 1 面屏布置于二次设备室。

(10) 保护及故障信息系统子站

110kV 以上电压等级的变电站配置保护及故障信息系统子站（包含新能源升压站）。其主要功能有：

1) 保护运行管理功能，对站内的保护装置的运行信息，如保护动作、保护启动、自检、开关量压板、工况等信息进行查询统计工作，并可生成各种报告。

2) 利用录波数据、采样值数据，能够进行波形分析、相序分量分析、谐波分析，对波形可进行拷贝、放缩、叠加等操作。

3) 数据远传。通过路由器广域网方式与保护信息管理主站进行双向通信，自动或人工上传报告，并接受管理主站的访问直至管理主站对某一设备的管理，信息的上传具

有优先级。

升压站本项目新增 1 面保护及故障信息系统子站柜，柜内含 1 套保护及故障信息系统子站装置及 1 台 24 口交换机，用于统一管理升压站区各套保护装置的信息，收集故障录波系统故障时数据、完成信息处理及将数据上传至调度端。同时在本项目 II 端 35kV 母线设置 1 台 24 口交换机，就地安装于 35kV 开关柜中，用于完成 35kV 保护测控装置的保护信息采集。

保护装置、录波器均通过以太网与保护及故障信息系统子站通信。要求站内所有继电保护装置应具有至少 3 个以太网口。

（11）安全稳控装置

升压站配置 1 套安全稳定控制子站装置及相应通信接口装置，预留全景监控系统接口，组 1 面屏布置于二次设备室。

最终配置具体以接入系统报告及批复为准。

（12）35kV 升压变压器保护

35kV 升压变采用华变，变压器高压侧配置断路器，低压侧配置框架断路器。就地配置箱变保护测控装置，装置具有电流速断保护、过电流保护、零序过流保护功能，另外具有非电量保护功能，包括：变压器油温保护、瓦斯保护等。

（13）风电机组的保护

为保证电力系统正常运行和供电质量，以及当电气设备发生故障时，能在最短的时限和在可能最小的区间内，自动把故障设备从电网中断开，以减轻故障设备的损坏程度和对临近地区供电的影响。因此风电机组配置以下的保护和检测装置：温度过高保护、过负荷保护、低电压保护、电网故障保护、振动超限保护、超速保护、防雷保护、电缆非正常缠绕和传感器故障信号等。保护装置动作后，发出相应动作信号，并根据故障性质自动切除故障或使发电机退出运行。

6.4.4 系统调度自动化

6.4.4.1 调度管理范围

根据调度体制管理原则，本工程建成后，风电机组由甘肃省调直接调管，远动信息送往甘肃省调（主/备调）和白银地调（主/备调）。本工程与站内原景泰 10 万千瓦风电场调度关系分别独立，互不影响。最终以接入系统审查意见为准。

根据《电力系统调度自动化设计技术规程》（DL/T5003-2017）、《地区电网调度

自动化设计技术规程》（DL/T5002-2005）并结合白银地调调度自动化系统功能要求，保证升压站调度自动化信息采集完整性，调度自动化信息内容配置考虑如下：

6.4.4.2 调度自动化信息配置内容原则

根据《电力系统调度自动化设计技术规程》（DL/T5003-2017）、《地区电网调度自动化设计技术规程》（DL/T5002-2005）并结合白银地调调度自动化系统功能要求，保证升压站调度自动化信息采集完整性，调度自动化信息内容配置考虑如下：

（1）遥测量：

110kV 线路 A、B、C 相电流、相电压、有功功率、无功功率、功率因数；

110kV 主变各侧 A、B、C 相电流、有功功率、无功功率、功率因数；

35kV 线路 A、B、C 相电流、有功功率、无功功率、功率因数；

35kV 母线电压、频率；

直流母线电压；

站用变低压侧母线电压；

主变温度（油面、绕组）、档位；

测风塔温度、湿度、气压，10m、30m、50m、70m、轮毂中心高处风速及风向；

正常运行/不可用/其他状态台数、容量、实际出力；

风机风速、风向、有功功率、无功功率、电压（发电机及变流器）、电流（发电机及变流器）、频率、温度。

（2）遥信量：

所有断路器位置信号；

隔离开关（包括手车）及接地刀闸位置信号；

110kV 线路继电保护和重合闸动作信号；

35kV 线路保护动作信号；

35kV 母线保护动作信号；

主变保护动作信号；

35kV 站用变保护动作信号；

安全自动装置动作信号；

风机运行状态信号（运行、停机、待机、限电、通讯故障）；

风电场事故总信号。

(3) 遥控及遥调量:

全站 110kV 及 35kV 断路器的分/合;
110kV 隔离开关(包括主刀、地刀)分/合;
主变中性点接地刀闸的分合;
主变有载调压抽头位置调整;
风电场 AGC/AVC 投/切。

(4) 电度量

主变各侧有功、无功电度量;
110kV 线路有功、无功电度量;
风机有功、无功电度量;
35kV 进线、厂用变有功、无功电度量;

(5) 批次信息

事件顺序记录(SOE)。

6.4.4.3 远动系统方案

风电场侧远动系统负责完成远动信息的传送、接受并执行调度中心的调节指令;远动系统由 2 台远动通信装置以及相应的 MODEM 等组成;2 台远动通信装置为完全双冗余配置。

(1) 远动通信装置功能要求

- a) 实时准确的采集并向调度端发送状态量、数字量、模拟量、脉冲量,并接收调度中心下达的命令;
- b) 具有模拟量越限传送、遥信变位优先传送、事故信号优先传送的功能;
- c) 具有接收、反送校核和处理遥控命令的功能;
- d) 具有事件记录的功能;
- e) 具有人机接口功能;
- f) 具备与多个调度中心同时通信的功能,通信规约为 IEC60870-5-101 及 IEC60870-5-104 规约;
- g) 具备接入甘肃电力调度数据网的接口;
- h) 支持主/备双通道。

(2) 技术要求

a) 远动系统应满足信息采集、处理、发送和命令接受、输出和执行的要求，具备与继电保护装置和远方控制端及所内调试计算机（接口）的通信功能，确保实现遥测、遥信、遥控和遥调的功能。并且容量可扩展，组态灵活，相对规格化；

b) 遥测精度：0.2 级；

c) 遥信输入：无源接点方式；

d) 遥控输入：无源接点方式。接点容量为：DC220V、2.5A；DC100V、5A，遥控输出继电器接点在上述条件下应能可靠断开；

e) 事件顺序记录（SOE）分辨率可达 1~5ms，用户可选择；

f) 远动系统可用率≥99.99%；

g) 遥信正确率：100%；

h) 遥控正确率：100%。

（3）设备配置原则

a) 远动设备应具备与多个通讯接口（如以太网、光纤、RS232/485 通讯接口），能够准确、可靠、完整地接收上传数据。

b) 采集的远动信息必须保证直采直送；

c) 测量数据应满足电网调度自动化遥测量精度要求，应采用交流采样方式。

（4）设备配置

升压站配置 2 套远动通信装置，组 1 面屏安装于二次设备室。

6.4.4.4 电能量计量

110kV 升压站本项目新增 1 套电能量计量系统。包括电能表、电能量远方终端等设备。

（1）计量关口点及考核点设置

1) 电能量计量关口点设置如下：

根据《风电场接入电力系统技术规定第 1 部分：陆上风电》（GB/T19963.1-2021）：“风电场关口计量点（贸易结算）应设在风电场与电网、不同风电场企业的产权分界处”。本工程关口计量点原则上设置对端 110 站 110kV 进线侧。

考虑到储能未来参与电力辅助交易市场的可能性，35kV 储能进线侧为关口计量点。

2) 电能量计量考核点设置如下：

升压站出线侧、主变高压侧、35kV 主变进线侧、35kV 集电线路侧、35kV 站用变

侧、35kVSVG 装置侧、站用电 400V 进线侧。

（2）电能表配置

本项目 35kV 储能进线侧按双表配置，三相四线制多功能电子式电能表。

本项目 110kV 出线侧、主变高压侧、35kV 主变进线侧、35kV 集电线路侧、35kV 接地变侧、SVG 装置侧及站用电 400V 进线侧配置单表，三相四线制多功能电子式电能表。

（3）电能表的功能要求

1) 配置的计量表计选用满足规程规范要求的、符合计量结算需要的、全电子式多功能双向计量表计。表计的选型应满足甘肃电网的总体要求。

2) 采用结构模块化、测量组合化、电子式多功能电能量计量表，表内参数可当地和远方下载。

3) 具备双向有功和四象限无功电能量的计量功能。

4) 具备事件记录功能。

5) 在标称值的 0.05%~120%的测量范围内，应保持精度不变。

6) 应具有两个 RS-485/RS-232 串口输出，并具备脉冲输出方式，脉冲输出方式为无源接点。电能量输出为表底值。

7) 电能计量表计应具有就地显示窗口，设置方向显示。

8) 电能计量表计应具有自检功能，能主动向主站和现场提供相应的报警信号输出，如 PT 失压、CT 断线、电源失常、自检故障等。

9) 电能量计量表计应配有标准光通信口，可由手持式电能量读入器读取电能表的数据。

10) 电能量计量表应具有数据冻结命令的接收功能。

11) 电表需要具备存储 96 点分时底码、日冻结底码、并且底码需上传 4 位小数位。

12) 关口电表的尖、峰、平、谷、总费率数据按日冻结。

13) 关口电表必须接入辅助电源。

14) 关口电表数据至少保存一个月。

15) 关口电表具备事件存储、上传。

16) 关口电表必须与采集器时钟同步。

17) 平均无故障工作时间 (MTBF) 不小于 5×10^4 h。

18) 电能计量表计应采用三相四线制接线方式。电能表有功精度为 0.2S 级，无功精度为 2.0 级。

(4) 电能量远方终端

110kV 升压站本项目新增 1 套电能量远方终端。技术要求如下：

1) 采集并上传现货上网关口电表冻结 96 点（正反向有功、无功 4 个量测）的分时底码、电表日冻结底码（且底码需采集 4 位小数位），以及电表日尖、峰、平、谷、总费率数据能够进行电表事件的采集上送。

2) 电量采集器对未抄到当前时刻电表数值的，应放到下一采集周期继续采集，不允许给主站上送 0；因通信线中断、电表通讯网口损坏，给主站上送空值；新投电表，因电表本身未走数值，给主站上送 0；因线路检修，电表无负荷、无电流、无电压等，有辅助电源供电的情况下，上送电表的原底码值；因线路检修，电表无负荷、无电流、无电压等，无辅助电源供电的情况下，上送空值。

3) 电量采集器数据至少保存三个月。

4) 不少于两个以太网端口，具备双网络通道上传数据功能。

(5) 对 CT、PT 要求

依据 DL/T448《电能计量装置技术管理规程》的规定。要求：电流互感器、电压互感器应设置专用的二次绕组。计量专用二次回路不得接入与电能计量无关的设备。配置的电压互感器的精度为 0.2 级，电流互感器的精度为 0.2S 级。

(6) 设备安装

储能进线侧配置双表，升压站出线侧、主变高压侧均配置单表，与电能量远方终端组 1 面屏安装于二次设备室。

35kV 主变进线侧、35kV 集电线路侧、35kV 站用电侧、SVG 装置侧及站用电 400V 进线侧配置单表，在相应开关柜中就地安装。

6.4.4.5 数据网接入设备

升压站本项目新增 2 套电力调度数据网接入设备（各包含接入层路由器 1 台、接入层交换机 2 台和纵向加密认证装置 2 台），组 2 面柜布置于二次设备室，使风电场的实时数据、电能量计量数据、继电保护数据等分别接入白银电力数据网，甘肃省调数据网。

6.4.4.6 二次安防设备

(1) 升压站二次安防设备

按照《电力监控系统安全防护规定》（发改委 27 号令）及国能安全[2015]36 号文“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”要求，“电力二次系统安全防护工作应当坚持安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证的原则，保障电力监控系统的安全。”

本工程的安全防护方案如下：

风电场的 I 区包含实时监控、保护及远动信息等；II 区包含计量、保信子站、故障录波及风功率预测信息等；管理信息大区。

控制区和非控制区的 VPN 纵向出口处各配置纵向加密认证装置 2 台，以满足监控系统系统安全防护的要求（调度数据网设备已含）。

配置 2 套网络安全监测装置及相应监测后台，实现对升压站监控系统站控层设备（监控系统后台服务器、数据通信网关机、交换机）、风电场监控系统（风机监控系统后台服务器、箱变监控系统后台服务器、数据通信网关机、交换机）及安防设备的动态网络安全监视。

在 I、II 区之间配置防火墙 2 台，含内网防火墙 1 台，网安防火墙 1 台。

在 II 区与天气预报服务器之间部署反向隔离装置 1 台，用于功率预测数据的单向传输。在天气预报服务器与外网直接部署外网防火墙 1 台。

在安全 I、II 区分别布置 1 套日志审计系统、USB 安全防护设备、IDS 入侵检测。布置 1 套入侵防御系统、恶意代码系统，部署一台便携式网关机。

I、II 区所有服务器和工作站设备均采用国产安全防护系统。

二次安防设备组两面屏，安装于二次设备室。其中 I、II 区的 VPN 出口纵向加密装置调度数据网装置已含，反向隔离及外网防火墙安装于风功率预测柜中。网安工作站布置于控制台。

（2）风电场二次安防设备

每台风机中部署微型纵向加密装置 1 台，在升压站二次安防屏柜中设置解密装置 1 台。

6.4.4.7 风电功率预测系统

根据《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），升压站配置 1 套风电功率预测系统。

风电功率预测系统具备 0~240h 中期风电功率预测、0~72h 短期风电功率预测以及

15min~4h 超短期风电功率预测功能。风电场每 15min 自动向电网调度部门滚动上报未来 15min~4h 的发电功率预测曲线；每天按照电网调度机构规定的时间上报两次中期、短期风电功率预测结果。

风电功率预测系统设备包括风电功率预测系统主机、率预测系统备机、主备切换装置、气象服务器、交换机、正反向隔离设备、外网防火墙、测风塔及数据采集处理装置（测风、数值天气预报等）、工作站以及系统软件等。风功率预测服务器双机备用，服务器增加北斗对时模块。风电功率预测系统具备极端天气预测功能。

风功率预测系统组 1 面屏，布置于二次设备室中。功率预测工作站布置于控制台。

6.4.4.8 有功功率控制、无功电压控制系统

风电场应具备有功功率调节能力，能根据电力系统调度机构指令控制风机输出的有功功率。

风电场应根据电网调度机构指令，通过其无功电压控制系统自动调节整个风电场发出（或吸收）的无功功率，实现对并网点电压的控制，其调节速度和控制精度应能满足电力系统电压调节的要求。当公共电网电压处于正常范围内时，风电场应当能够控制风电场并网点电压在额定电压的 97%~107% 范围内。

为实现对有功功率/无功电压的控制，升压站配置 1 套有功功率/无功电压控制系统，接收并自动执行电网调度机构下达的有功功率及无功电压的控制指令，风电场有功功率及无功电压与电力系统调度机构下达的给定值一致。

有功功率/无功电压系统由功率优化控制器、运行工作站、运行监控软件及交换机等组成。

有功功率控制、无功电压控制系统组 1 面屏，布置于二次设备室。AGC/AVC 工作站布置于控制台。

6.4.4.9 智能有功功率控制系统

根据甘肃省电力公司要求，本项目配置智能有功功率控制系统一套。智能有功功率控制系统具有更完备的调度功能、更全面的运行数据信息，可以实时查看电网关键断面裕度情况和光伏电站当前总出力、当前计划、标杆计划等三公信息，可实现运行期间实时与周边场站对标发电计划。

6.4.4.10 电能质量监测系统

升压站本项目新增 1 台满足 IEC61000-4-30 《电磁兼容第 4-30 部分试验和测量技术

-电能质量》标准要求的 A 类电能质量在线监测装置，用于监测 110kV 并网线路、35kV 储能进线侧的电能质量。

电能质量在线监测装置监测数据包括：电压偏差、三相不平衡度、谐波电压、闪变值、谐波电流、间谐波等指标。电能质量数据应能够远程传送到电网电能质量监测中心，保护电网企业对电能质量的监控。电能质量数据应具备一年及以上的存储能力，传输格式应满足接入电网企业的要求。

电能质量在线监测装置与电能量远方终端合组 1 面屏安装于二次设备室。

6.4.4.11 时钟同步系统

升压站内已配置 1 套统一的时钟同步系统，为监控系统、保护装置、故障录波、设备等系统提供统一的时间源，保证全站时间的一致性。本工程利用既有对时装置，对时装置满足本项目扩建需求。

6.4.4.12 一次调频系统

本项目新增 1 套新能源一次调频控制系统，用于实现全场快速频率响应功能。新能源一次调频控制由高精度测频装置、快速调频控制装置和后台监控工作站构成，与新能源场站的风机、升压站综自系统以及 AGC 系统等配合完成新能源场站快速频率响应功能。系统频率采集装置负责获取频率信息，应具备数据通信和交流采样功能，并与快速调频控制装置通信；快速调频控制装置负责与频率采集装置、综自系统以及 AGC 功能等相关系统的数据采集和控制接口，应具备数据通信功能，并具备按照调度主站下发的一次调频指令进行一次调频在线测试功能。

一次调频系统组 1 面屏，由风机厂家配套提供，接入计算机监控系统，安装于二次设备室。

6.4.4.13 PMU 系统

本项目新增 1 套相量测量装置。

PMU 装置应具备的常规功能采集线路、主变三相电压相量、三相电流相量、有功、无功、频率、频率变化率数据功能。PMU 装置应具备采集发电机机端三相电压相量、三相电流相量、有功、无功、频率、频率变化率、电气法内电势相量、电气法功角、机械法内电势相量、机械法功角数据功能；PMU 装置应具备实时通信功能。能够向 WAMS 主站及次同步振荡主站上传配置信息和状态信息；PMU 装置应具备动态数据记录功能。记录实时测量的相量、频率、开关量等。记录率不低于 100 帧/秒，动态记录保存时间不

少于 14 天;PMU 装置应具备离线数据召唤功能。将动态数据记录离线数据上送至 WAMS 主站及次同步振荡主站。PMU 装置还须上传 35kV 各集电线、储能线及主变低压侧三相谐波电压幅值/角度/频率测点, 三相间谐波电压幅值/角度/频率测点。

相量测量由 2 台数据集中器、多个信息采集单元组成。

PMU 系统组 1 面屏, 安装于二次设备室。

6.4.4.14 电力现货交易系统

升压站内已安装 1 套电力现货交易系统。本项目对既有系统进行升级改造。

6.4.5 交直流控制电源系统

6.4.5.1 既有系统配置

升压站内已配置 1 套一体化站内电源系统, 将直流电源子系统、电力专用交流不间断电源(UPS)、逆变电源(INV)、通信电源子系统(DC/DC)统一设计, 统一监控, 实现升压站交直流二次监视控制统一管理。

升压站已上交直流一体化系统中, 直流子系统额定电压为 DC220V, 单母线接线, 设单套配置的高频开关电源充电装置, 充电模块按 4+1 配置(4 个 20A+1 个 20A 备用的整流模块), 一组 300Ah 阀控式密封铅酸蓄电池; UPS 已配置 2x10kVA; 1 套 48V 通信电源装置, 配置 4 套电流为 30A 的 DC/DC 模块; 1 套 5kVA 的事故照明逆变电源。

其中事故照明逆变装置和 48V 通信电源装置可利用站内既有电源, 对直流系统和 UPS 进行核算补充。

6.4.5.2 UPS 子系统

UPS 按双套设置, 主要为服务器、工作站、调度数据网及安全防护设备、故障录波等重要负荷提供不间断电源, 根据《电力工程交流不间断电源系统设计技术规程》

(DL/T5491-2014), 本项目扩建后, 负荷统计见下表。其中工作站按单电源计算, 负荷分摊到两台 UPS 上, 其余负荷均按双电源计算, 两台 UPS 均予以计算入内。本工程海拔高度为 2605m, 降容系数取 0.85。

表 6.4-1 UPS 负荷统计表

负荷名称	容量 (kW)	换算 系数	功率 因数	计算 容量	可靠 系数	功率校 正系数	降容 系数	UPS 主 机容量
------	------------	----------	----------	----------	----------	------------	----------	--------------

系统主机及服务器（包括风机监控服务器×4，AGC/AVC 服务器×2，储能 EMS 服务器×2，一次调频服务器×2，功率预测服务器×2，气象服务器×2 等，智能有功控制服务器×2，考虑远期，按 16 台计列，单台功率取 450W）	7.2	0.7	0.98	5.14	1.25	1	0.85	17.49
工作站（含显示器，包括升压站主机兼操作员站×4，风机监控工作站×2，风机视频监控工作站×2，升压站视频监控工作站×1，AGC/AVC 工作站×2，五防工作站×2，风功率预测工作站×2，储能 EMS 工作站×2，网安工作站×2，一次调频工作站×2，OMS 工作站×2，电力现货交易工作站×1 等，考虑远期，按 22 台计列，单台功率取 500W，分摊到两台 UPS 上）	5.5	0.7	0.9	4.28				
调度数据网及安全防护设备	2	0.7	0.95	1.47				
火灾报警、视频监控、故障录波×2 等	1	0.8	0.8	1				

由上表可以看出，本项目扩建后主机增加，UPS 单机容量需大于 17.5kVA，需对站内原有系统进行增容。

本项目新增一套 2x10 的 UPS 设备，作为本项目的不停电电源，组 2 面屏。正常时由站用交流电供电，当站用交流电失电时，由站内 220V 直流电逆变为交流 220V 输出，UPS 总的静态切换时间≤4ms。

6.4.5.3 直流子系统

由于 UPS 扩容，且既有直流馈线回路数量不足，本项目新增 1 套 220V 直流子系统，为本项目控制系统、信号系统、微机自动化装置等提供直流电源，额定电压为 DC220V，单母线接线，设单套配置的高频开关电源充电装置，充电模块按 4+1 配置(4 个 20A+1 个 20A 备用的整流模块)，一组 250Ah 阀控式密封铅酸蓄电池。蓄电池容量按无人值班升压站，2h 事故放电时间考虑。根据《电力工程直流电源系统设计技术规范》(DL/T5044-2014)，考虑远期负荷，直流负荷统计如下：

表 6.4-2 直流负荷统计表

负荷名称	负荷容量 (kW)	负荷 电流 (A)	负荷 系数	经常 负 荷 电流 (A)	事故放电时间及放电电流 (A)					
					1min	1~30 min	30~60 min	60~120 min	120~180 min	随机 5s
					I _{1c}	I ₁	I ₂	I ₃	I ₄	I ₅

控制、保护、监控系统	5	22.73	0.8	18.18	18.18	18.18	18.18	18.18	18.18	
UPS	10	45.45	0.6		27.27	27.27	27.27	27.27	27.27	
断路器跳闸		5	0.6		3					
恢复供电高压断路器合闸和其他随机负荷		10								10
合计				18.18	48.45	45.45	45.45	45.45	45.45	

注：本工程升压站事故所用电停电时间按 2h 计算，事故放电末期的终止电压取 1.87V。

（1）蓄电池容量 Cc 选择

容量换算系数参考《电力工程直流电源系统设计技术规范》(DL/T5044-2014)中阀控式密封铅酸蓄电池（单体 2V）容量换算系数。

第一阶段电池容量： $C_{c1} = K_k \times I_1 / K_{c1} = 1.4 \times 48.45 / 1.18 = 57.48$ （Ah）；

第二阶段电池容量： $C_{c2} = K_k \times [I_1 / K_{c1} + (I_2 - I_1) / K_{c2}] = 1.4 \times [48.45 / 0.755 + (45.45 - 48.45) / 0.764] = 84.34$ （Ah）；

第三阶段电池容量： $C_{c3} = K_k \times [I_1 / K_{c1} + (I_2 - I_1) / K_{c2} + (I_3 - I_2) / K_{c3}] = 1.4 \times [48.45 / 0.52 + (45.45 - 48.45) / 0.548 + 0] = 122.78$ （Ah）；

第四阶段电池容量： $C_{c4} = K_k \times [I_1 / K_{c1} + (I_2 - I_1) / K_{c2} + (I_3 - I_2) / K_{c3} + (I_4 - I_3) / K_{c4}] = 1.4 \times [48.45 / 0.408 + (45.45 - 48.45) / 0.413 + 0 + 0] = 156.08$ （Ah）；

第五阶段电池容量： $C_{c5} = K_k \times [I_1 / K_{c1} + (I_2 - I_1) / K_{c2} + (I_3 - I_2) / K_{c3} + (I_4 - I_3) / K_{c4} + (I_5 - I_4) / K_{c5}] = 1.4 \times [48.45 / 0.334 + (45.45 - 48.45) / 0.336 + 0 + 0 + 0] = 190.58$ （Ah）；

随机负荷计算容量： $C_r = I_r / K_{cr} = 10 / 1.23 = 8.13$ （Ah）；

蓄电池容量： $C_c \geq C_{c5} + C_r = 190.58 + 8.13 = 198.71$ （Ah）。

据此，选择蓄电池容量 $C_{10} = 250$ Ah。

（2）蓄电池充电选择

满足浮充电要求选择：

$I_c = 0.01 I_{10} + I_{jc} = 0.01 \times 25 + 18.18 = 18.43$ （A）

按最大充电电流选择：

$I_c = (1 \sim 1.25) I_{10} + I_{jc} = 43.18 \sim 48.43$ （A）

蓄电池配 1 套充电和浮充电兼用的智能型高频开关充电装置，充电模块采用 N+1

模式，设置 3+1 台 20A/230V 高频充电装置。

6.4.5.4 组屏方案

直流充电装置组 1 面屏，馈线装置组 1 面屏，UPS 装置组 2 面屏，蓄电池组 1 面屏，均安装于二次设备室。

6.4.6 视频监控系统

升压站已配置 1 套视频监控系统，满足本项目扩建需求。升压站视频监控系统由监控工作站、摄像头、硬盘录像机、交换机、存储硬盘、视频电缆、控制电缆等组成。监控工作站布置于控制室内操作台上。

风机机舱、塔基、塔筒门、外部平台、就地升压站箱变等视频监控系统由风机厂家统一提供。

6.4.7 火灾自动报警系统

升压站已配置 1 套火灾自动报警系统，满足本项目扩建需求。

风电场火灾报警及消防控制系统根据 GB50116-2013《火灾自动报警系统设计规范》等相关规范的要求进行设计。

本火灾报警及消防控制系统采用区域报警工作方式。在中控室设置壁挂式火灾报警控制器（联动型）一台，主要监测设置各火灾探测器场所的火警信号。火灾报警控制器上设有被控制设备的运行状态指示和手动操作按钮。

升压站的火灾报警对象主要针对电气设备场所，根据环境及不同的火灾燃烧机理，分别选用感烟、感温探测器。探测器主要安装在控制室、35kV 配电装置室、二次设备室等场所；在各防火分区设置手动报警按钮和声光报警器。探测器或手动报警按钮动作时，火灾报警控制器发出声光报警并显示报警点的地址、打印报警时间和报警点的地址。火灾报警控制器自带备用电源，正常工作电源由 USP 供给。电缆（线）采用阻燃屏蔽控制电缆和阻燃屏蔽双色双绞电线，电缆在桥架上或电缆沟内敷设，电线采用穿金属管保护或线槽内敷设。

区域火灾报警控制器向升压站图像监控系统输送区域火灾报警控制系统内任何一点的火警信号，以实现图像监控系统监视画面于火警信号的视频联动，提高升压站的监控水平。

风机的火灾报警及消防控制系统由风机制造厂商提供。火灾报警信号直接接入风电机组的保护和监控设备后送至控制室中风机监控系统进行集中报警。

6.5 通信

6.5.1 风电场通信

（1）风电机组、箱式变监控系统通信

风电场监控业务采用光纤通信，本工程架空线采用 OPGW 光纤复合地线，直埋电缆段采用铠装非金属光缆，保证风电场区监控数据上传至升压站及调度端。

本工程监控业务包括风机监控、风机视频监控、箱变保护测控等，并考虑后续风机技改、全景监控接入等，为保证有足够的备用芯数，光缆芯数按 36 芯配置。根据集电线路走向，本工程共分为 2 个光纤环网。

（2）风电场移动通信

风电场移动通信指风电场检修及巡视的通信方式，即各风力发电机组之间，风力发电机组机舱与地面之间，风力发电机组与控制室之间的语音通信，主要采用大功率无线对讲机通信方式，并以公网手机通信方式为辅。大功率无线对讲机暂按 10 部配置。

6.5.2 升压站通信

（1）综合通信线路网络

风电场综合通信线路网络已覆盖整个 110kV 升压站（含监控中心），由电话网络和宽带网络组成。满足本项目扩建要求，无需新增设备。

1）电话网络

电话网络由调度交换机的调度电话、管理电话用户线路组成，配线设备包括电缆分线盒、电话用户终端接线盒、电话电缆线路等。配线方式采用由保安配线柜经配线电缆、电话分线盒、用户电缆向全场各电话用户终端直接配线的方式。

2）宽带网络

宽带网络由公网宽带接入设备、场内宽带网络分配设备（包括网络交换机、路由器、电脑用户终端接线盒及网线）组成。

公网宽带的接入将由业主委托当地公网宽带运营商设计完成，并提供接入通信线路设备及风电场侧宽带接入设备。

3）通信基站

由于项目所在地人烟稀少，无线通信信号较差，考虑新建通信基站，具体由业主委托当地公网宽带运营商设计完成。

（2）系统通信

1) 设备配置

本工程系统通信暂按光纤通信方式考虑，暂定利用本工程 110kV 出线线路架设 OPGW 光缆，光传输系统采用 SDH 制式，传输速率为 155Mbit/s。

系统通信设备在本工程侧的配置暂定如下：

- STM-1155M 光传输设备：1 套（含 2 套光接口板）
- IAD 设备：1 套
- 综合配线设备：1 套
- 导引光缆（非金属）：1km
- 调度电话：2 部（具备来电显示、录音等功能）

最终的系统通信方式、通道组织及设备配置，由接入系统设计确定。

2) 通信电源

本项目通信电源利用站内既有通信电源，通信设备供电电源由站内直流高频开关电源装置经 DC/DC 变换模块输出-48V 供电，配置 4 套电流为 30A 的 DC/DC 模块。

3) 组屏方案

光传输设备与 IAD 设备组 1 面屏，综合配线设备组 1 面屏，均安装于二次设备室。

6.6 集电线路

6.6.1 工程概况

景泰 5 万千瓦风电项目位于甘肃省景泰县内，属内陆山地风电场。本工程拟安装 8 台风电机组，本项目装机容量 50MW。本工程共分 2 个 35kV 回路数进入升压站；最终以接入系统报告及其审查意见为准。

本工程通过配套升压设备升压至 35kV，高压侧由电缆引出汇入 35kV 集电线路，最终接入 110kV 升压站 35kV 配电装置。

6.6.2 气象条件

根据国家标准《66kV 及以下架空电力线路设计规范》（GB50061-2010）的要求，35kV 输电线路基本风速、基本冰厚重现期为 30 年一遇、风速基准高度为 10m 高度。

①基本风速取值

根据最新的《甘肃省电网风区图》（30 年一遇）划分，本工程线路风区处在 27 m/s 区域。同时结合该区域线路运行资料，建议本线路 10m 高度 30 年一遇设计基本风速取 29 米/秒。



图 6.6.2-1 本工程路径所处风区划分示意图

②设计覆冰取值

对于设计覆冰取值，设计针对本工程线路情况作了具体分析，认为覆冰厚度符合《甘肃省电网冰区分布图（2019 年版）》（30 年一遇）的划分标准，即覆冰厚度与海拔高程有密切关系。

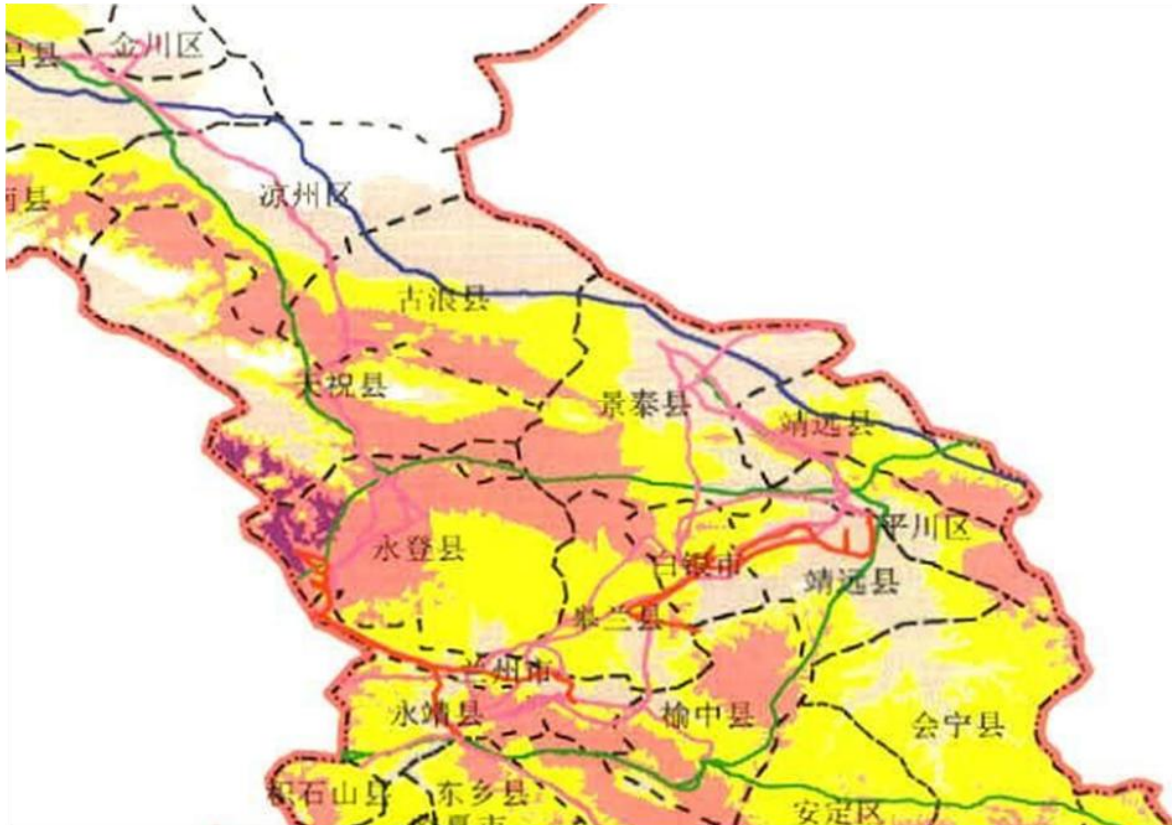


图 6.6.2-2 本工程冰区分布图（2019 版）

③等值雷暴日

根据甘肃省电力公司企业标准《甘肃省电网落雷密度分布图应用导则》（Q/GDW-11-262-2010）的规定，参照《甘肃省电网地闪密度分布图（2011 年版）》的划分标准，本工程新建线路主要位于 A 级。

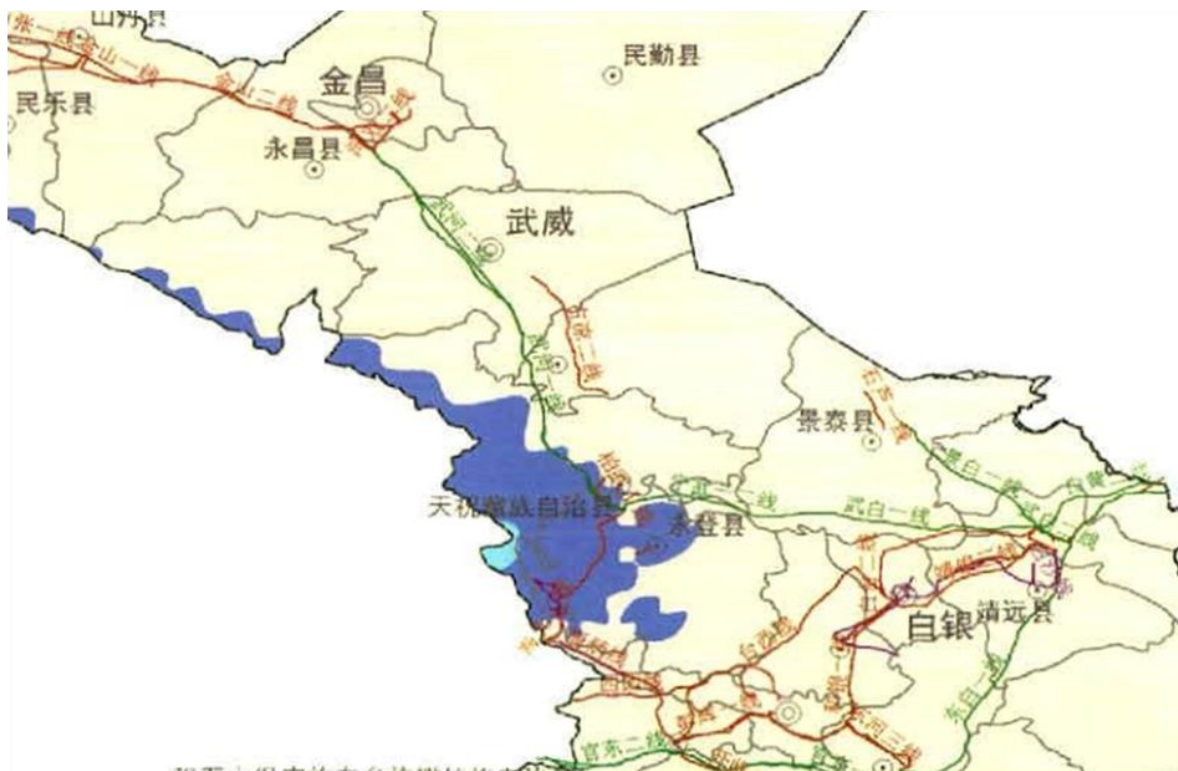


图 6.6.3-3 本工程路径所处雷区划分示意图

由上所述确定本工程设计气象条件汇总见表：

气象条件表

气象条件		气温(°C)	风速(m/s)	覆冰(mm)
最高气温		40	0	0
最低气温		-30	0	0
最大覆冰		-5	10	10
最大风速	基本风速	15	29	0
	线条风速（离地 10m）	15	29	0
年平均气温		10	0	0
安装情况		-15	10	0
外过电压		15	10	0
内过电压		10	15	0

6.6.3 线路路径

6.6.3.1 路径选择原则

- （1）路径尽可能短，应便于施工、维护，尽量避开将要挖掘施工的地方，且便于维修；
- （2）尽量避开和减少穿越地下管道、公路、通讯电缆、高压线、村庄等；
- （3）避开国家批准的自然保护区及旅游区；
- （4）路径走廊位置应与市政设施统筹安排；
- （5）避开不良地质区域；

(6) 尽量避开三区三线、林地、水源保护地区域；

(7) 尽量避免跨行政边界。

6.6.3.2 集电线路方案

根据风机机组规模及接入系统电压等级，集电线路方案为 35kV 架空线混合组合+铜芯电缆方案；

1、第 1 回路由 Z01-Z04#共 4 台风机组成一回 35kV 架空线路混电缆同时在 B9#铁塔与第 2 回路同塔架设直至升压站附近，最终以电缆形式进入升压站。

2、第 2 回路由 Z05-Z08#共 4 台风机组成一回 35kV 架空线路混电缆同时在 B9#铁塔与第 1 回路同塔架设至升压站附近，最终以电缆形式进入升压站。

风机场地 35kV 集电线路详见路径图。

6.6.4 电缆要求

6.6.4.1 电缆截面选择

一台风机额定功率为 6250kW，考虑到本工程最多四台风机的最大出力（90%电压、95%功率因数），一台 35kV 箱变侧输出的最大电流为 109A，拟选用 ZC-YJY23-26/35kV-3x95 规格的电缆，根据相关厂家样本，单根载流量为 275A；二台 35kV 箱变侧输出的最大电流为 217A，拟选用 ZC-YJY23-26/35kV-3x150 规格的电缆，根据相关厂家样本，单根载流量为 351A；四台 35kV 箱变侧输出的最大电流为 434A，拟选用 ZC-YJY23-26/35kV-3x400 规格的电缆，根据相关厂家样本，单根载流量为 579A（土壤温度 25℃；最大工作温度：90℃；土壤热阻系数：1.0K•m/W）。现对电缆载流量进行校正，根据《电力工程电缆设计标准》（GB 50217-2018），校正系数包括：

①环境温度差异。由于风电大发时温度通常较低，温度取 25℃，系数取 1；

②直埋敷设时土壤热阻系数差异。由于项目所在地干燥，少雨，土壤热阻系数按 2.0K•m/W 考虑，系数取 0.87；

因此各台风机箱变电缆敷设时，总校正系数为 0.87。一台风机箱变载流量为 $0.87 \times 275 = 239.25A > 109A$ ，大于 109A，满足要求。二台风机箱变载流量为 $0.87 \times 351 = 305.37A > 217A$ ，大于 217A，满足要求。四台风机箱变载流量为 $0.87 \times 579 = 503.73A > 434A$ ，大于 434A，满足要求。

本工程电缆采用三芯交联聚氯乙烯绝缘聚乙烯护套钢带铠装电力电缆，风机各联合单元风机之间连接及风机进升压站线路 35kV 电力电缆截面选择如下：

表 6.6-5 35kV 电缆截面选择

序号	风机容量	最大工作电流	电缆截面	额定/允许载流量
1	6.25MW	109	3×95	275
2	12.5MW	217	3×150	358
3	18.75MW	326	3×240	457
4	25.0MW	434	3×400	579

注：综合校正系数 $K=K_t \cdot K_3 \cdot K_4=0.85$ ，其中 $K_t=0.92$ ， $K_3=0.92$ ， $K_4=1$ 。

本工程连接 6.25MW 风机组配套升压设备高压侧间电缆规格为 ZC-YJY23-3×95 26/35 kV，本工程连接 12.5MW 风机组配套升压设备高压侧间电缆规格为 ZC-YJY23-3×150 26/35 kV，连接 18.75MW 风机组配套升压设备高压侧间电缆规格为 ZC-YJY23-3×240 26/35 kV，连接 25.0MW 风机组配套升压设备高压侧间电缆规格为 ZC-YJY23-3×400 26/35 kV。

6.6.4.2 电缆敷设

本工程 35kV 集电线路共 2 个回路，场内电缆基本沿施工道路敷设，就近引上铁塔，电缆采用沿路边直埋敷设方式。

电缆敷设时还应满足以下要求：

(1) 电缆外皮至地坪深度不得小于 1100mm。当穿越公路、穿越风机施工场地时电缆应穿Φ当穿越镀锌保护钢管；直埋电缆的壕沟应距建筑物基础 600mm 以上；电缆外皮至地下构筑物基础，不得小于 300mm。

(2) 电缆应敷设在壕沟里，沿电缆全长的上、下紧邻侧辅以厚度不少于 100mm 的非冻土材料；沿电缆全长应覆盖宽度不小于电缆两侧各 50mm 的保护砖块。沿施工道路敷设时，电缆敷设于道路内边缘。当施工道路有挡土墙时，电缆应敷设于挡土墙和道路之间，电缆间距可适当调整。

(3) 电缆弯曲半径不应小于 20D(D 为电缆外径)，沿电缆路径的直线间隔约 50m-100m、转弯处或接头部位，应竖立明显的方位标志或标桩，标志桩单根尺寸约 0.1m（长）×0.1m（宽）×0.8m（高），混凝土浇筑。

(4) 直埋敷设的电缆与公路或街道交叉时，应穿于保护管，且保护范围超出路基、街道路面两边以及排水沟边 0.5m 以上，保护管的内径不应小于电缆外径的 1.5 倍。

(5) 直埋敷设的电缆引入构筑物，在贯穿墙孔处应设置保护管，且对管口实施阻水堵塞；直埋敷设的电缆在采取特殊换土回填时，回填土的土质应对电缆外护套无腐蚀性，回填土应注意去掉杂物，并且每填 200-300 毫米即夯实一次，最后在地面上推 100-200

毫米的高土层，以备松土沉落。

(6) 直埋敷设电缆的接头配置，应符合下列规定：

- A. 接头与邻近电缆净距，不得小于 0.25m；
- B. 并列电缆的接头位置宜相互错开，且不小于 0.5m 的净距；
- C. 斜坡地形处的接头安置，应呈水平状；

对重要回路的电缆接头，宜在其两侧约 1000mm 开始的局部段，按留有备用量方式敷设电缆；

电缆中间接头设电缆井。

(7) 电缆引入风机箱变前，考虑到以后更换电缆终端，预留 1~2 米作为备用。

(8) 电缆中间接头应设置电缆井，并在附近做标志桩；电缆井盖应具有防盗功能，并喷涂警示标志及标语。

(9) 电缆之间、电缆与其它管道或建筑物之间的最小净距应符合《电缆线路施工及验收》规范要求，严禁电缆平行敷设于管道上、下面，尺寸应满足下表要求。

直埋电缆与各设施间的净距

表 6.6-7 单位：m

电缆直埋敷设时的配置情况		平行	交叉
控制电缆之间		-	0.5(见说明 1)
电力电缆之间或与控制电缆之间	10kV 及以下电力电缆	0.1	0.5(见说明 1)
	10kV 以上电力电缆	0.25(见说明 2)	0.5(见说明 1)
不同部门使用的电缆		0.5(见说明 2)	0.5(见说明 1)
电缆与地下管沟	热力管沟	2(见说明 3)	0.5(见说明 1)
	油管或易燃气管道	1	0.5(见说明 1)
	其他管道	0.5	0.5(见说明 1)
电缆与建筑物基础		0.6(见说明 3)	-
电缆与公路边		1.0(见说明 3)	0.5
电缆与排水沟		1.0(见说明 3)	0.5
电缆与树木的主干		0.7	-
电缆与 1kV 以下架空线电杆		1.0(见说明 3)	-
电缆与 1kV 以上架空线电杆		4.0(见说明 3)	-

说明：1.用隔板分隔或电缆穿管时可为 0.25；

2.用隔板分隔或电缆穿管时可为 0.1；

3.特殊情况可酌减且最多减少一半值。

4.当电缆穿管或者其他管道有保温层等防护措施时，表中净距应从管壁或防护措施的外壁算起。

6.6.4.3 电缆附件选型

6.6.4.3.1 电缆终端

本工程电缆终端与架空线连接侧采用户外式，根据《甘肃省电网污区分布图（2020版）》，本工程所处区域的泄漏比距为 3.0 cm/kV，因此在产品订货时终端绝缘套管的泄漏距离应满足此要求。另外，电缆终端的额定电压及其绝缘水平，不得低于所连电缆的额定电压及其要求的绝缘水平。

电缆户外终端绝缘套管主要有合成式和瓷套式两种，合成终端重量较轻，便于安装及维护；瓷套式终端生产工艺较为成熟，可靠性高，在以往工程中应用较多。本工程户外终端位于山地上，远离居住人群，因此推荐采用复合套管终端，电缆终端标准型号为 ZC-YJY23-26/35kV-3x95、ZC-YJY23-26/35kV-3x150、ZC-YJY23-26/35kV-3x400。终端头具体型号待招标后确定。

6.6.4.3.2 中间接头

电力电缆，尤其是高压 XLPE 电缆的接头构造类型较多。接头的装置类型中直通接头和绝缘接头的基本构成相同，此类接头使用广泛。目前充油电缆接头构造几乎定型，而 XLPE 电缆随着应用不断扩展和技术进步，其接头选用问题愈受到关注。

中间接头应当具有良好的电气性能，接头电场分布合理；接头应当密封防潮，有金属防潮层；接头应能承受一定的拉力和防止外力损伤；接头的安装工艺应尽量简单，便于现场施工，工期短。

目前常见的高压交联电缆中间接头主要有绕包型、模塑型、预制组装型和预制型 4 种。

绕包型接头安装过程中绝缘易受潮或污染，工艺要求高，可靠性缺乏保障。模塑型接头在我国几乎没有应用。预制组装型由乙丙橡胶应力锥、环氧树脂绝缘件、弹簧构成，橡胶预制件较小。整体预制型比预制组装型安装简单，但需来回拖拽易污染。插入式整体预制型安装时不用来回拖拽，绝缘完整性获保障，安装更简，费时更少。因此，应优先考虑采用预制组装型或插入式预制型中间接头。

本工程电缆线路较短，无需采用中间接头。

6.6.4.4 光缆敷设

本工程通信光缆采用无金属光缆，与电缆同沟敷设，光缆路径与电缆一致。光缆敷设时还应满足以下要求：

(1) 无金属光缆采用穿管敷设方式。

光缆应穿管敷设在壕沟里，与电缆同沟敷设。

按防腐防水耐压耐弯曲的要求，地理无金属光缆敷设应全程穿保护管，光缆保护管应选用波纹护套管，管内径为 25mm，管材壁厚应能满足敷设现场的受力条件。沿光缆铺设 50mm 厚度，不小于光缆两侧各 50mm 的砖块。

(2) 光缆埋设与直埋电缆走同一条沟，埋深与电缆埋深相同；光缆中心与电力电缆中心间距至少为 0.25m。

(3) 在城郊与空旷地带的光缆线路，应沿直线段每隔约 50m-100m 或转弯处、引进建筑物处以及中间接头部位，设置明显的方位标志或标桩。

(4) 在回填土时，应注意去掉杂物，并且每填 200-300 毫米即夯实一次，最后在地面上推 100-200 毫米的高土层，以备松土沉落。

(5) 光缆护管的两端应做好密封，防止进水。

(6) 地理无金属光缆与各建筑设施间的净距要求见下表。

表 6.6-8 地理无金属光缆与各建筑设施间的净距

序号	建筑设施类型	最小净距(m)	
		平行时	交叉跨越时
1	市话管道边线	0.75	0.25
2	非同沟的直埋通信电缆	0.5	0.5
3	给水管：		
	管径小于 30cm	0.5	0.5
	管径 30~50cm	1.0	0.5
	管径大于 50cm	1.5	0.5
4	高压石油、天然气管	10.0	0.5
5	热力、下水管	1.0	0.5
6	煤气管：		
	压力小于 3 力小于 5Pa	1.0	0.5
	压力 3~8 力小于 5Pa	2.0	0.5
7	排水沟	0.8	0.5
8	房屋建筑红线(或基础)	1.0	
9	市内及村镇大树、果树、穿越路旁行树	0.75	
10	市内大树	2.0	
11	水井、坟墓	3.0	
12	粪坑、积肥池、沼气池、氨水池等	3.0	

6.6.4.5 电缆接地保护

本工程电缆采用三芯电缆，根据《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T50065）要求，本工程三芯应在线路两终端直接接地。

6.6.4.6 电缆的防火与阻燃

本工程 35kV 电力电缆采用阻燃型电力电缆，阻燃等级为 C 级。场区内电缆采用直埋敷设，对易受外部影响着火的电缆密集场所或可能着火蔓延而酿成严重事故的电缆线路，应严格采用的防火阻燃措施施工；对电力电缆接头两侧及相邻电缆 2~3m 长的区段施加防火涂料或防火包带。必要时采用高强度防爆耐火槽盒进行封闭。升压站电缆沟内电力电缆应每隔 60m 处，进行防火分隔处理，阻火段用 2m 长的防火槽盒设置，槽盒两端头用阻火包和有机堵料进行封堵；电缆沟内支架上的电力电缆、动力电缆、控制电缆上下层电缆支架或同层支架间，用有机耐火隔板进行防火分隔，厚度为 5mm；电缆沟出墙处，用阻火包、有机堵料和无机堵料组合封堵，厚度 320mm

6.6.5 导地线及金具选择

6.6.5.1 导地线选择

本工程共 2 回 35kV 架空集电线路，35kV 线路最大容量为 25MW，按最大容量及考虑线路压降，本工程架空线暂考虑采用 JL/G1A-240/30 导线，安全系数暂定 2.5，地线单回路采用一根 36 芯 OPGW 光缆，双回路采用一根 72 芯 OPGW 光缆，安全系数暂定 3.0。导地线参数如下表。

表 6.6-9 导地线参数表

项目	导线	地线
型号	JL/G1A-240/30	OPGW
计算截面积 (mm ²)	275.96	36、72
计算外径 (mm)	21.6	13.2
计算重量 (kg/m)	0.922	0.457
计算拉断力 (N)	75620	59900
弹性系数 (N/mm ²)	73000	109000
线膨胀系数 (1/°C)	19.6×10 ⁻⁶	15.5×10 ⁻⁶

本线路全程导、地线需要加设防振锤：

JL/G1A-240/30 型导线采用 FDN-4 型防振锤防振

OPGW 的防振措施由其生产厂家在提供缆线时一并考虑。

6.6.5.2 导地线金具

1.本工程导线绝缘子选型参见下表：

表 6.6-10 绝缘子选型表

	绝缘子形式	绝缘子型号	形式
导线耐张绝缘子串	耐污型瓷绝缘子	U70BP/146D	双串
导线跳线绝缘子串	防风偏绝缘子	FSP-35/0.4	单串
导线悬垂绝缘子串	耐污型瓷绝缘子	U70BP/146D	单/双串

架空线全线耐张绝缘子串采用双串形式；跨越重要设施、公路等的悬垂绝缘子串采用双串形式，其余为单串形式。地线由厂家配套提供金具。

2.本工程采用的金具是中华人民共和国电力行业标准《架空线路用预绞丝金具技术条件》（DL/T763-2001）中及 1985 年版“电力金具产品样本”中列出的产品，其主要金具型号如下：

1) 悬垂线夹

JL/G1A-240/30 导线： XGU-5 型

OPGW 悬垂：与中标 OPGW 型号配套

2) 耐张线夹

JL/G1A -240/30 导线： NY-240/30 型

OPGW 耐张：与中标 OPGW 型号配套

3) 接续管

导线：采用 JYD-240/30 型

金具压接方式采用液压。

6.6.6 污秽等级

6.6.6.1 线路污秽等级

根据当地气象条件数据，本地区最大设计风速为 29m/s，覆冰厚度为 10mm。本工程污秽等级按 C（II）级污区，全线均按 d 级污区上限配置绝缘，35kV 户外设备爬电比距按 3.0cm/kV(最高工作电压)，户外绝缘子采用耐污型瓷绝缘子 XWP2-70，单片爬电距离 400mm， 35kV 等级采用 5~6 片。



图 6.6.6-1 本工程路径所处污区分布示意图

6.6.6.2 导线防舞动处理

根据《甘肃省电力系统舞动区域分布图（2013 版）》，本工程新建线路位于 0 级舞动区，不考虑防舞动措施。



图 6.6.6-2 本工程路径所处舞动分布示意图

6.6.6.3 空气间隙

35kV 线路带电部分与杆塔构件、拉线、脚钉的最小间隙见下表。

表 6.6-11 最小空气间隙

工作电压	内过电压	外过电压	带电检修
0.12m	0.3m	0.54m	0.72m

带电作业人员需要停留工作的部位，带电作业间距还应考虑人体活动范围 30~50cm。

6.6.7 防雷接地

本工程设计确定全线架设地线进行防雷保护，地线采用直接接地方式。在每台风机电缆引上铁塔及终端塔电缆引下处，为保护电力电缆不受雷电流的侵入，在铁塔上加装一组氧化锌避雷器。

地线对导线的保护角一般不超过 25°，在气温 15°C，无风的条件下，档距中央导线与地线的间距满足 $S \geq 0.012L + 1$ 米的要求。

全线铁塔均接地，接地体采用φ14 镀锌圆钢，接地型式采用放射式接地。按照《66kV 及以下架空电力线路设计规范》GB50061-2010 规定，接地电阻在雷雨季节干燥时的工频接地电阻不得超过下表数值。

表 6.6-12 工频接地电阻

土壤电阻率(Ω.m)	100 及以下	100~500	500~1000	1000~2000	2000 已上
工频接地电阻(Ω)	10	15	20	25	30

6.6.8 交叉跨越

本工程所在区域为山地地区，考虑实际情况及施工放线时可能存在的误差，线路按人口密集地区考虑，其导线对地最小限距 7m。

对各类交叉跨越的净空间距均按(GB 50061-2010)《66kV 及以下电力线路设计规范》中有关规定执行。具体的交叉跨越要求如下表 6.6-13。

表 6.6-13 35kV 交叉跨越要求

交叉跨越物	最小垂直距离(m)
建筑物	4.0
树木	4.0
通航河流	6.0(常年高水位)
公路	7.0
电力线、弱电线	3.0
地面（按人口密集地区）	7.0

跨越道路、通航河流及电力线时，导、地线均不允许接头。

主要交叉跨越

序号	项目		数量	备注
1	道路		1	高跨
2	电力线（次）	10kV 及以下	2	高跨
2	通讯线（次）		2	高跨

6.6.9 杆塔及基础型式

(1) 杆塔荷载

作用在杆塔上的永久荷载主要有导地线及其附件的自重荷载，杆塔上自固定设备的自重荷载等；作用在杆塔上的可变荷载主要有风荷载，导地线张力荷载，导地线覆冰荷载，上人荷载及其它附加荷载等。

杆塔荷载组合主要考虑运行工况、断线工况和安装工况。

1) 运行工况

运行工况需考虑下述三种荷载工况：

- a.最大风速、无冰、未断线工况；
- b.覆冰、覆冰风速、未断线工况；
- c.最低温、无风、无冰、未断线工况。

2) 断线工况

对直线塔断线工况考虑下述二种荷载工况：

- a.断 1 根导线，此时地线未断、无风、无冰；
- b.断 1 根地线，此时导线未断、无风、无冰。

对耐张型塔断线工况考虑下述二种荷载工况：

- a.对单回路塔同时断两相导线，对双回路塔断 1/3 导线，此时地线未断、无风、无冰；
- b.断 1 根地线，此时导线未断、无风、无冰。

3) 安装工况

考虑导线及地线的起吊安装荷载，包括提升重力、紧线张力和安装人员及工具等的荷载，此时风速取安装风速，无冰。

(2) 杆塔设计

本工程途经 1 个气象区：基本风速 29m/s，设计覆冰 C=10mm。根据杆塔的使用条

件，本工程采用我院按照国网通用设计原则自行设计的 DZ2、DJ1、DJD 单回路系列塔型和 SZ2、SJ1、SJ4 双回路系列塔型。铁塔材料采用 Q235 或 Q355，大断面主材采用 Q355，小断面主材及斜材、辅材采用 Q235，全部塔材采用螺栓连接，螺栓采用 6.8 级，考虑野外防盗，塔身距地面 8m 以下全部采用防盗螺栓。全部塔材采用热镀锌防腐。

杆塔使用条件

名称	LH	LV	Ld	转角度数
DZ2	450	600	400	
SZ2	450	600	400	
DJ1	350	550	250/500	0~20
DJD	350	550	250/500	60~90 兼终端
SJ1	350	550	250/500	0~20
SJ4	350	550	250/500	60~90 兼终端

(3) 杆塔基础设计

根据杆塔形式、沿线地貌特征、地质勘测结果以及以往工程的经验，本线路山地塔位采用岩石嵌固基础。

基础钢筋采用 HPB300、HRB400，混凝土等级为 C25 级。基础按照《66kV 及以下架空电力线路设计规范》GB50061-2010 及《架空输电线路基础设计技术规程》DL/T5219-2023 等进行设计。

6.6.10 设备材料表

表 6.6-13 设备材料表

集电线路部分					
序号	名称	规格	单位	数量	备注
1	35kV 电力电缆	ZC-YJY23-26/35kV-3x95	km	1.2	电缆户外终端 4 套，电缆户内终端 8 套。
2	35kV 电力电缆	ZC-YJY23-26/35kV-3x150	km	0.4	电缆户外终端 2 套，电缆户内终端 2 套。
3	35kV 电力电缆	ZC-YJY23-26/35kV-3x400	km	0.5	电缆户外终端 2 套，电缆户内终端 2 套。
4	单回架空线	JL/G1A-240/30	km	2.358	路径长
5	双回架空线	JL/G1A-240/30	km	2.445	路径长
6	双联耐张串(DN1)		串	114	
7	单联 I 型悬垂串(DX1)		串	39	
8	地线耐张串		串	24	
9	地线悬垂串		串	8	
10	35kV 避雷器	YH5WX-51/134	只	24	

11	OPGW	单模 36 芯	km	2.7	
12	OPGW	单模 72 芯	km	2.8	
13	无金属光缆	36 芯	km	2.5	配波纹保护管
14	单回路角钢塔		基	8	含连接金具、防舞动金具等
15	双回路角钢塔		基	12	含连接金具、防舞动金具等
16	电缆保护管	材料：镀锌钢管 规格：Ø225	m	32	
17	电缆支架	8 处	t	6	
18	防风跌落式熔断器		套	6	三相为一套
19	电缆分接箱	二进一出	台	1	
20	沙		m ³	100	
21	砖块		块	21000	

6.7 储能系统

6.7.1 储能系统的作用

风电场中配置储能系统主要发挥了以下 7 个方面的积极作用，从而提升了电网的消纳能力。

（1）削峰填谷，缓解电网调峰压力

当电源发电出力大于负荷需要时，风电场处于限电状态，电站可发功率大于实际功率，此时可以将多余的电量在保证风电场出力满足调度要求的前提下，存储于储能系统中。当风电场不限电时，储能系统将存储电能释放，这样一方面增加了电网调峰的灵活性，降低了调峰压力，另一方面使风电场减少了电量损失。

（2）跟踪计划出力，提高风电场可调度性

由于储能系统有功功率调节响应速度快，在储能系统最大出力范围内，能够实现风储联动，使得风电场的实际出力能够实时跟踪调度下发的指令，增强了风储电站的可调度性。

（3）参与调峰调频，提高网源协调能力

风电场通过保留有功备用或配置储能设备，并利用相应的有功控制系统或加装独立控制装置来实现调峰调频功能，电网高频扰动情况下，可以通过减少风电场有功功率，降低电网高频扰动。

储能系统通过积极参与电网调峰调频，能有效提升系统的调峰、备用能力，改善常规电源出力约束，提升电网接纳风力发电的能力。

(4) 储能装置接入系统后,有助于提升断面的有功功率,但由于其容量的局限性,不能将有功提升至故障前水平,但在一定程度上保证了系统的稳定性。

(5) 储能系统的接入对于无功功率和电压也存在一定的提升作用,增强了系统的稳定性。

(6) 当发生三相永久故障时,储能系统的接入可以有效地平抑故障功率波动,缩短过渡过程,有利于电网系统在较短时间内更快地达到新的稳定状态,增强了电网系统的暂态稳定性。

(7) 储能系统可以提高风-储联合运行系统的响应速度,相比于传统的火电机组,储能系统可以较大幅度缩短响应时间,有助于短时间内平抑系统波动。

6.7.2 储能配置规模

本项目新增配套储能的规模为 5MW/10MWh。共配置 2 套单体规模为 2.75MW/5.015MWh 储能子系统,每套系统包含 1 个升压变流一体机及 1 个电池舱。

6.7.3 储能系统设计原则

(1) 可靠性

系统可靠性包括了成熟性、容错性和易恢复性三个方面。成熟性是指系统为避免由本身存在的故障而导致失效的能力。本项目的软硬件配置应符合低失效度、低故障度和高有效度的要求。容错性是指在出现故障或违反规定接口的情况下,系统维持规定性能级别的能力。本项目的软硬件配置应符合高防死度和高防错度的要求。易恢复性是指在失效发生的情况下,系统重建规定的性能级别和恢复直接受影响的数据的能力。本项目的软硬件配置应符合高重用度和高修复度的要求。

(2) 先进性

系统的先进性体现在选用业界目前广泛使用的产品和解决方案,技术选型具有前瞻性,保证在未来数年内处于主流并能获得充足的技术支持。

(3) 实用性

系统选用的软硬件方案要充分结合中国业务特点和电池储能电站系统架构现状,在保证系统可靠性和可用性的前提下,最大程度的达到实用、好用的目的,实现界面友好、操作直观、功能贴合实际、系统响应迅速、部署方便、运行稳定等特性,促进用户运行操作更加便利,提高运行工作效率。

(4) 标准性

系统配置必须符合标准性的原则，软硬件选型应普遍采用遵循业界规范的、由国内外主流组织或企业参与和支持的标准产品。

（5）节约投资

系统的软硬件配置选型在符合上述几项重要原则的基础上，还要兼顾节约投资的需要，优先选用功能价格比高和性能价格比高的软硬件产品。

6.7.4 电池类型选择

目前电化学储能技术路径主要包括铅炭电池、锂离子电池、全钒液流电池、钠硫电池。技术经济对比表如下：

表 6.7-1 主流电化学储能路径技术经济对比表

技术类型	能量密度 (Wh/kg)	功率密度 (W/kg)	持续发电时间	循环次数	响应速度	建设成本 (元/kWh)
铅炭电池	25~50	150~500	秒~小时	1000~3000	<10ms	800~1300
锂离子电池	90~220	1500~3000	秒~小时	1000~25000	毫秒级	1400~1600
全钒液流电池	7~15	10~40	秒~小时	>10000	毫秒级	3500~3900
钠硫电池	150~240	90~230	毫秒~小时	4000~5000	毫秒级	2200~2300

结合项目特点以及储能电池市场占有率、性价比、成熟度等因素，综合以上各项参数，本项目选用磷酸铁锂电池，充放电倍率为 0.25C。

6.7.5 储能系统电气一次设计

（1）电气接线

本项目拟建装机规模为 5MW/10MWh，拟采用液冷设备。根据设备选型配置结果，拟配置 2 套 2.75MW/5.015MWh 磷酸铁锂储能系统。每套储能系统包含 1 个 5015kWh 电池舱（12 簇）及 1 套升压变流一体机。本设计方案采用 3.2V/314Ah 电芯。每套变流升压装置包含 2 台 1250kW PCS 及 1 台 2750kVA 双绕组变压器。2 套系统通过 1 回集电线路汇集后接至新建 110kV 升压站 35kV 配电装置。

（2）主要设备选型

1）电池模组

方形电芯单体容量从过去的 50~100Ah 逐步升级到 314Ah。电芯技术参数如下：

表 6.7-2 电芯技术参数

序号	项目	参数	备注
1	电池类型	LFP	方形、铝壳
2	标称电压 (V)	3.2	

3	标称容量 (Ah)	314	
4	标称充电电流 (A)	314	
5	最大充电电流 (A)	314	
6	标称放电电流 (A)	314	
7	最大放电电流 (A)	314	
8	电压范围 (V)	145.6~187.2	极限范围
9	存储温度范围 (°C)	-30~55	
10	工作温度范围 (°C)	-20~55 (放电)	

2) 电池管理系统 (BMS)

蓄电池作为动力来源，必须串联使用才能达到电压要求，而多个电池串联使用一段时间后，电池内阻和电压产生波动，单体电池的状态差异会逐渐显现出来，不断循环的充放电过程加剧了单体电池之间的不一致性。电池成组后，大功率充放电时，电池组发热，在电池模块内形成一定的温度梯度，使各单体电池工作时环境温度不一致，将削弱单体电池间的一致性，降低电池组充放电能力。

为确保电池性能良好，延长电池使用寿命，必须对电池进行合理有效地管理和控制。电池管理系统 (BMS) 对电池组的使用过程进行管理，对电池组中各单体电池的状态进行监控，可以维持电池组中单体电池的状态一致性，避免电池状态差异造成电池组性能的衰减和安全性问题。

BMS 通过测量，获取电池的工作状态，并把这种状态显示出来。紧急情况下，利用声光手段来提醒使用者，使得电池工作在“合理区域”，从而延长电池的使用寿命。危险情况下，自动采取措施，避免事故的发生。另外为电池提供能量均衡功能，提高电池的“有效储能”，进而延长放电时间。

BMS 主要保护类型如下：电池的荷电状态 SOC 过高保护、SOC 过低保护、电池簇过压保护、电池簇欠压保护、电池簇过流保护、单体电池过压保护、单体电池欠压保护、单体电池过流保护、单体电池过温保护、单体电池低温保护、短路保护、火警保护等。

3) 储能双向变流器 (PCS)

储能变流器是储能系统能量转换的核心设备。由 DC/AC 双向变流器、控制单元等构成。当蓄电池充电，将电网 AC630V 电源转换为满足蓄电池充电要求的直流电压；当蓄电池放电时，将蓄电池输出的直流电转换为 AC630V 电源，并入电网；变流器通过能量管理系统控制有功、无功输出。目前，市场主流储能变流器额定功率有多种规格：

50kW、250kW、500kW、630kW、1000kW、2500kW、3150kW、3450kW、3750kW 等，

适用于户用分布式储能、工商业峰谷套利、新能源场站等不同场景。

本项目拟为每个储能集装箱配置 2 台 1250kW 储能变流器。

4) 35kV 变压器

本工程每套储能系统配置 1 台 2750kVA/37kV 箱变，箱变内变压器选用干式双绕组变压器，二级能效，高压侧采用负荷开关+熔断器，低压侧采用智能框架断路器。连接组别为 Dy11，短路阻抗为 $U_d\%=6.5$ ，变比为 $37\pm 2\times 2.5\%/0.69\text{kV}$ 。

(3) 站用电系统

由于储能冷却系统用电量较大，拟采用从储能升压变引接的方案。从一台升压变流一体机的 35kV 母排侧引出一台变压器，低压侧为储能装置供电。另外从升压站站用变引接电源为储能设备控制负荷供电，形成重要负荷双回供电，两路电源接入一台 ATS 开关。另外就地设置 UPS 设备为开关操作电源、测控装置、交换机设备等提供应急电源。

(4) 储能系统平面布置

本项目单套储能系统拟采用“一”字形布置，电池集装箱横向排布于变流升压系统集装箱一侧。相邻电池集装箱之间长边距离不小于 3m，短边距离不小于 4m。场地受限不满足上述间距的区域采用防火墙隔开。

6.7.6 储能系统电气二次设计

本站按无人值班运行管理方式设计，远动信息送至省调及地调。本项目计算机监控系统可以实现对储能电站的监视和控制，并根据其功能定位实现系统调峰、系统调频、无功支撑等控制策略。计算机监控网络由站控层、间隔层和网络设备等构成，站控层采用双星形以太网络。储能区域配置 1 套就地监控系统，通过就地交换机组成就地监控双网，BMS、PCS 接入就地监控网中，升压变压器等信号通过就地测控装置接入就地监控网。就地监控系统通过就地监控网络实现对 PCS、BMS 的就地监视，为调试和运维提供便利。

本项目新增 1 套能量管理系统，对上与调度系统配置，对下与监控系统、PCS 协调控制系统配合，实现储能电站调度管理。

本项目新增 1 套储能信息子站系统，实现 PCS、BMS 全量数据采集及故障重现功能。

本项目储能系统单独配置 1 套有功功率控制系统（AGC），能够接入省调主站 AGC

并完成联调；本项目能系统单独配置 1 套一次调频系统，能够接入主站一次调频系统并完成联调。

每个电池舱配置 2 台红外测温高清摄像头，可精准监测电池表面温度，并实现异常报警。

6.7.7 储能系统消防

储能设备在消防系统上的设计，依照 GB50116-2013《火灾自动报警系统设计规范》、GB50370-2005《气体灭火系统设计规范》，在系统防护区内设置高灵敏度的火灾报警系统，配备温感、烟感探测器，在检测到火灾险情后通过警铃和声光报警器发出火灾报警，把火灾信息上传至消防主机，并同时启动柜内灭火系统进行灭火。

该系统接入风电场火灾报警系统，具有自动检测火灾、自动报警、自动启动灭火和自动上传消防状态功能，同时具有自检功能，定期自动巡查、监视故障及故障报警，保障储能电站的消防安全。

电池舱内自带气体灭火系统，气体灭火系统应遵循先断电、后灭火的原则，先行断开舱级储能变流器断路器和足级继电器后，方可启动灭火器进行灭火。

参照《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》（T/CEC373-2020）控制储能系统各设备的防火间距，相邻电池集装箱之间长边距离不小于 3m，短边距离不小于 4m。场地受限不满足上述间距的区域采用防火墙隔开。

水消防相关描述及配置见消防章节。

6.7.8 储能电芯更换

磷酸铁锂电芯在寿命周期中存在衰减，使用 10 年时实际容量会衰减至 70%左右，影响系统正常运行。且储能单体电芯状态下滑，电解液隔膜间会产生锂析晶现象，严重时可穿破隔膜，造成内部短路，存在火灾等隐患。因此储能设备全寿命周期中需更换一次电芯，以保证设备安全可靠运行。更换时间为运行期第十年，相关费用计入运维费用。

6.8 主要设备材料表

一	发电设备及安装工程		
1	风电机组		
	风电机组 6250kW	台	8
2	塔筒（架）		
	塔筒（对应于 6250kW 机组）	套	8
	锚栓（对应于 6250kW 机组）	套	8
3	机组变电站		
	华式箱式，S18-6500/35 6500kVA，D，yn11 37±2×2.5%/1.14kV，高、低压侧配置断路器，含箱变保护测控装置	台	8
4	风机至箱变电缆		
	3kV 电缆 ZC-YJY23-1.8/3kV 3×300mm ²	km	4.48
	3kV 电缆终端	套	224
	PE 电缆管 DN50	米	500.00
二	升压变电站设备及安装工程		
1	主变压器		
	主变，SZ20-60000/110, 60MVA, YNd11, 115±8×1.25%/37kV	台	1.00
	主变中性点设备，单柱式，含 GW13-72.5/630A 隔离开关、YH1.5W-72/186 避雷器、电流互感器、电动机构、放电间隙等	组	1.00
2	110kV 配电装置		
	户外瓷柱式 SF6 断路器 LW36-126 126kV，2000A，40kA/3s，100kA，三相	套	1.00
	户外水平开启式隔离开关 GW4-110IIDW（双接地） 126kV，2000A，40kA/3s，100kA，三相	套	2.00
	户外油浸式倒立式电流互感器 LVB-110 500-1000/1,30/30/30/30/20/5VA,5P30/5P30/5P30/0.5/0.2s	台	3.00
	户外电容式电压互感器 TYD-110/√3-0.01H (110/√3)/(0.1/√3)/(0.1/√3)/(0.1/√3) /0.1kV 0.2/0.5/3P/3P，30/30/40/100VA	台	3.00
	户外氧化锌避雷器 YH10W 102/266	支	3.00
	钢芯铝绞线 LGJ-300/40	米	600.00
	断路器端子箱	只	1.00
	PT 端子箱	只	1.00
	户外检修箱 WJX-21	只	1.00
	耐张绝缘子串 11*（XWP-100），单片爬距≥450mm	套	6.00
	悬垂绝缘子串 10*（XWP-100），单片爬距≥450mm	套	6.00
	安装金具（导线设备线夹、悬垂线夹、耐张线夹、T 型线夹等、双分裂间隔棒）	套	1.00
3	35kV 配电装置设备系统		
	集电线路进线柜 KYN61-40.5kV 1250A 31.5kA 断路器柜（真空断路器）	面	2.00
	SVG 进线柜 KYN61-40.5kV 1250A 31.5kA 断路器柜（六氟化硫断路器）	面	1.00

	接地变进线柜 KYN61-40.5kV 1250A 31.5kA 断路器柜（真空断路器）	面	1.00
	储能进线柜 KYN61-40.5kV 1250A 31.5kA 断路器柜（真空断路器）	面	1.00
	主变进线柜 KYN61-40.5kV1250A 31.5kA 断路器柜（真空断路器）	面	1.00
	PT 柜 KYN61-40.5kV	面	1.00
	绝缘管母 35kV/2500A	米/三相	20.00
	交换机（2 光 24 电）	台	3.00
	35kV 母线系统调试	段	1.00
4	无功补偿系统		
	无功补偿装置 SVG,直挂式, 水冷, $\pm 10\text{Mvar}$	套	1.00
	35kV 电缆 ZC-YJY23-26/35 3*95	km	0.40
	35kV 电缆 ZC-YJY23-26/35 3*95 电缆终端头（户内冷缩）	套	1.00
	35kV 电缆 ZC-YJY23-26/35 3*95 电缆终端头（户外冷缩）	套	1.00
	SVG 监控系统	套	1
5	升压站用电系统		
	接地变 DKSC-500/37, 含小电阻装置 106.8 欧姆	台	1.00
	35kV 电缆 ZC-YJY23-26/35 3*70	km	0.20
	35kV 电缆 ZC-YJY23-26/35 3*70 电缆终端头（户内冷缩）	套	2.00
6	储能系统		
	升压变流一体机（含 2 台 1250kW 变流器、1 台 2750kVA 升压变：美变，SCB14-2750/37, $37\pm 2 \times 2.5\%/0.69\text{kV}$, Dy11, 高压侧配置负荷开关+熔断器，配置箱变测控装置）	套	2
	储能自供电变压器（干变），含配电柜	套	1.00
	电池舱（磷酸铁锂电芯，总容量 $\geq 5\text{MWh}$ ）	套	2.00
	储能控制系统（含 EMS 系统、BMS 系统等）	套	1.00
	35kV 电缆 ZC-YJY23-26/35 3*70	km	0.4
	35kV 电缆 ZC-YJY23-26/35 3*70 电缆终端头（户内冷缩）	套	4
	直流电缆 ZC-YJY-1.8/3kV 1*185	km	1.00
	储能一次调频系统	套	1.00
	储能 AGC 系统	套	1.00
7	电缆敷设及防火封堵		
	低压动力电缆 ZC/NH-YJY23-1 2*6、2*10、4*16、4*10、4*6、4*25、3*50+1*25 等	km	2.00
	电缆支架 L40*40*4:	t	1.00
	电缆防火、封堵	项	1.00
	电缆埋管	t	0.5
三	控制保护设备及安装工程		
1	继电保护设备		
	安全自动装置柜（含 1 套故障解列装置）	面	1.00

	110kV 线路保护柜（含线路保护装置 1 台）	面	1.00
	110kV 主变保护柜（含主变差动保护、高后备保护、低后备保护及本体保护装置各 1 台）	面	1.00
	35kV 母线保护柜（含 35kV 母线保护装置 1 台）	面	1.00
	故障录波柜	面	1.00
	35kV 集电线路进线保护测控装置	面	2.00
	35kV SVG 进线保护测控装置	面	1.00
	35kV PT 保测装置	面	1.00
	35kV 接地变保护装置	面	1.00
	35kV 储能进线保护装置	面	1.00
	继电保护及故障信息管理子站	套	1.00
	安全稳控装置（含 1 套安全稳定控制子站装置及相应通信接口装置，组 1 面屏）	套	1.00
	智能有功控制系统 SCS-500W	套	1.00
	源控终端、环网交换机	套	8
2	调度自动化设备		
	电能质量在线监测装置及电能质量远方终端柜（含电能质量在线监测装置 1 台、电能质量远方终端 1 台）	面	1.00
	有功功率控制/无功电压控制系统	套	1.00
	风功率预测系统（含功率预测服务器 1 台，备机 1 台，准备切换装置 1 套，气象服务器 1 台，北斗对时模块，反向隔离 1 台，正向隔离 1 台，外网防火墙 1 台，交换机 1 台，功率预测工作站 1 台，气象数据服务 2 年，测风塔 1 座，数据采集模块 1 套）	套	1.00
	调度数据专网（每套含接入交换机 2 台，纵向加密装置 2 台，接入路由器 1 台）	套	2.00
	二次安防设备（含网安监测装置 2 台，防火墙 2 台，解密装置 1 台，网安工作站 1 台，日志审计 2 套，恶意代码 1 套，USB 防护设备 2 套，IDS 入侵检测 2 套，便携式网关机 1 套）	套	1.00
	微型纵向加密装置（安装于风机侧）	台	8.00
	电度表柜（含关口表 2 只，考核表 2 只，有功精度为 0.2S 级，无功精度为 2.0 级）	面	1.00
	站内考核电度表（就地安装于 35kV 开关柜上）	只	6.00
	PMU 柜（含交换机 1 台，2 台数据集中器、多个信息采集单元）	面	1.00
	一次调频柜	面	1.00
	微机“五防”系统（含五防主机 1 套，五防软件 1 套，五防锁具 1 套，电脑钥匙足量）	套	1.00
	升压站主机兼操作员站	台	2.00
	110kV 主变测控柜（含主变高压测控装置、低压测控装置及本体测控装置各 1 台）	面	1.00
	风机监控系统（风机厂家配套）	套	1.00
	远动通信柜（含远动通信装置 2 台、站控层交换机 2 光 48 电 2 台，）	面	1.00
	公用测控柜（含公用测控装置 2 台、通信管理装置 2 台）	面	1.00

	主机加固	项	1.00
	主控台双层支架	套	1
3	通信系统		
	系统通信柜（含 1 套 SDH 光传输设备、1 套 IAD 光接入设备）	面	1.00
	综合配线柜	面	1.00
	导引光缆（非金属单模铠装 24 芯）	km	1.00
4	图像监控及防盗报警系统		
	风机视频监控系统（风机厂家统一提供）	套	1.00
5	交直流系统		
	220V 直流充电柜	面	1.00
	220V 直流馈线柜	面	1.00
	220V 直流蓄电池，容量 250AH	套	1
	UPS 电源柜(10kVA)	面	2.00
	控制电缆	km	15.00
四	其他设备及安装工程		
1	接地系统		
1.1	110kV 升压站接地		
	镀锌接地扁钢 60*6	km	2.00
	二次等电位连接铜排 4*25mm ²	m	50.00
	接地铜缆 BVR-100mm ²	m	20.00
	接地铜缆 BVR-50mm ²	m	10.00
1.2	风电场区接地		
	镀锌接地扁钢 60*6	km	4
	长效降阻剂	t	20
	热镀锌角钢 50x50x5mm L=2.5m	根	400.00

表 6.8-2 设备利旧情况表

序号	项目	利旧情况
1	站用变及站用交流电	原设备： DKSC-800/37-400/0.4+SCB13-400kVA，5 面站用电，满足本项目扩建需求。
2	通信电源	原配置：-48V 供电，配置 4 套电流为 30A 的 DC/DC 模块。满足本项目扩建需求。
3	电力现货交易系统	站内已配置 1 套，利旧并扩容
4	同步时钟对时系统	站内已配置 1 套，利旧并扩充接线
5	主控室操作台	利旧并新增显示器双层支架
6	二次设备室	利旧
7	火灾报警系统	利旧并扩容
8	升压站视频监控系统	利旧无新增
9	配电装置室 SF6 气体泄露监测系统	利旧无新增
10	避雷针	利旧

7 消防

7.1 消防总体设计

7.1.1 消防设计主要依据

消防设计依据的法律法规及技术规范与标准主要有：

《中华人民共和国消防法》

《消防设施通用规范》GB55036-2022

《建筑防火通用规范》GB55037-2022

《建筑设计防火规范》GB50016-2014（2018 年版）

《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB50229-2019

《电力工程电缆设计标准》GB50217-2018

《建筑给水排水设计规范》GB50015-2019

《室外给水设计规范》GB50013-2018

《建筑灭火器配置设计规范》GB50140-2005

《35~110kV 变电站设计规范》GB50059-2011

《消防给水和消火栓系统技术规范》GB50974-2014

《建筑内部装修设计防火规范》GB50222-2017

《电化学储能电站设计规范》GB51048-2014

《风电场设计防火规范》NB31089-2016

《高压配电装置设计技术规程》DL/T5352-2018

《电力设备典型消防规程》DL5027-2015

《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》T/CEC373-2020

7.1.2 当地消防协作及设施条件

项目所在地距离景泰县城直线距离约 30km，距离古浪县城直线距离约 75km，景泰县和古浪县的消防救援大队位于各自的县城内。从景泰县消防救援大队至项目所在地驾车用时约 1 小时，从古浪县消防救援大队至项目所在地驾车用时约 2 小时，均可作为该项目社会消防协作力量。

距离项目最近的村庄消防设施条件薄弱。

7.1.3 消防设计原则

7.1.3.1 基本设计原则

根据国家现行消防规范要求，消防系统的设置以“预防为主、防消结合、立足自救”为原则，在加强火灾监测报警的基础上，统筹考虑风电场内风电机组机舱与塔架、机组变压器、电缆、主变压器、配电装置室、中控室、继电保护室、蓄电池室及各类仓库等防火重点部位的消防措施。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。

7.1.3.2 建筑物布置、设备选型、通道设计原则

(1) 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。

(2) 消防设施的选型应采用当地消防部门审验合格的产品。

7.1.3.3 机电消防设计原则

(1) 消防供电电源可靠，满足相应的消防负荷要求。

(2) 风电机组及机组变压器的消防设施设置按《风电场设计防火规范》进行设计。

(3) 主变压器、电缆及其他电气设备的消防设施设置按《火力发电厂与变电站设计防火标准》、《电力设备典型消防规程》、《电力工程电缆设计标准》进行设计。

(4) 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。

(5) 设置完善的防雷设施及其相应的接地系统。

(6) 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；消防设备配电及控制线路采用阻燃电缆。

(7) 升压站内重要场所均设有通信电话。

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，根据消防系统的功能要求，从防火、监测、报警、控制、灭火、排烟、救生等各方面入手，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。消防总体设计方案，采用以消防水和移动式灭火器为主，沙箱为辅的灭火方式。

7.1.4.1 消防通道

通过对外交通公路，消防车可到达风电场和升压站，升压站内综合楼及设备配电区

四周均设消防通道，消防通道宽度均不小于 4m，道路上空无障碍物满足规范要求。

7.1.4.2 防火间距

(1) 塔架外独立布置的机组变压器与塔架之间的距离 $>10\text{m}$ 。

(2) 生产建筑和生活建筑间距均 $>10\text{m}$ ，SVG 设备与构筑物间距均 $>10\text{m}$ ，SVG 设备与建筑物间距均 $>10\text{m}$ 。

(3) 配电装置楼与室外主变压器距离约 5.5m，配电装置楼朝向主变方向的墙为防火墙，且未开门窗洞口。室外主变压器间距约 5m，中间设防火墙。

(4) 事故油池距离建构筑物距离及屋外配电装置距离 $>5\text{m}$ 。

(5) 储能系统电池预制舱与建筑物间距均 $>10\text{m}$ ，与主变压器间距均 $>10\text{m}$ ，与事故油池间距 $>5\text{m}$ 。电池预制舱之间长边端间距均 $>3\text{m}$ ，短边端间距均 $>4\text{m}$ 。电池预制舱与围墙之间的间距均 $>5\text{m}$ 。

7.1.4.3 灭火设备

根据《风电场设计防火规范》的要求，在风电机组机舱和及机舱平台底板下部、轮毂、塔架底部设备层、各类电气柜等部位配置自动灭火装置；在风电机组机舱和塔架底部均配置手提式灭火器。

根据《建筑灭火器配置设计规范》的要求，本工程各建筑物室内均配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器。室外主变压器附近配置手推车式磷酸铵盐干粉灭火器，再设 1 个 1m^3 的砂箱、一些砂袋、砂桶、铁锹等消防工具。

在升压站内设消防给水系统和消火栓等消防设施。

7.1.4.4 消防电源及通信

消防电源采用独立的双回路供电，一回路是由系统供电；另一回路由当地地区外来电源供电（施工电源保留）。两路电源可以自动切换，满足消防电源供电要求。

升压站内重要场所均设有通信电话。

7.2 工程消防设计

7.2.1 建筑物火灾危险性分类及耐火等级

本工程主要建（构）筑物的火灾危险性分类及耐火等级划分见下表

表 7.2-1 主要建（构）筑物的火灾危险性分类及耐火等级划

序号	建（构）筑物名称	火灾危险性分类	耐火等级
1	35kV 配电室	戊	二级

2	综合楼	戊	二级
3	辅助用房	丙	二级
4	屋外配电装置	戊	二级
5	总事故储油池	丙	一级

依据表 7.2-1 中的要求，本工程建筑物的火灾危险性类别为戊和丙类，耐火等级为二级和一级。各建筑物划分为独立的防火分区，各防火分区和其中的丙、丁类场所均用耐火极限大于 3h 的防火隔墙和耐火极限大于 0.9h 的乙级防火门进行防火分隔。

以上设计已在原升压站中完成，本次无修改。

7.2.2 主要生产场所、设备和电缆的消防设计

7.2.2.1 主要生产场所消防设计

根据《建筑灭火器配置设计规范》及《火力发电厂与变电所设计防火规范》、《电力设备典型消防规程》、《电力工程电缆设计规范》要求，本工程在生产场所设置手提式磷酸铵盐干粉灭火器，35kV 配电室设置 6 具，二次设备室设置 6 具，SVG 设备区设置 2 具，接地变区设置 2 具。

以上设计已在原升压站中完成，本次无修改。

7.2.2.2 主变压器消防设计

本工程主变压器容量<125MVA，所以不考虑设水喷雾或其他固定式灭火装置。在主变压器附近配置推车式磷酸铵盐干粉灭火器，配置一只砂箱，砂箱容积为 1m³。

对主变设备内部故障引起的严重火灾，则靠事故排油设施（集油池、集油坑）及推车灭火器、灭火砂箱等来有效防止火灾的扩大蔓延。主变集油池、集油坑容积按设备油量的 100%设计。主变集油池、集油坑均为钢筋砼防油渗的材料，集油均有回收处理再使用措施，不污染周围环境，铺设阻火卵石层并与事故油池相通。

以上设计已在原升压站中完成，本次无修改。

7.2.2.3 风电机组及机组变压器消防设计

在每台风电机组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、各类电气柜等部位配置火灾自动探测报警装置；在每台风电机组机舱和及机舱平台底板下部、轮毂、塔架底部设备层、各类电气柜等部位配置自动灭火装置；在每台风电机组机舱和塔架底部均配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器 2 具。

7.2.2.4 储能系统蓄电池舱消防设计

在每个电池舱内配置 1 套柜式气体灭火系统及火灾自动报警装置。气体灭火系统采

用全淹没式灭火系统。电池箱内设置可燃气体探测预警系统、防爆通风系统、火灾自动报警联动系统和柜式气体灭火系统，系统之间相互联动。气体灭火系统应遵循先断电、后灭火的原则，先行断开舱级储能变流器断路器和足级继电器后，方可启动灭火器进行灭火。各电池舱灭火控制系统的状态信息应传送给消防控制中心。

本项目拟采用全氟己酮灭火系统，设计方案为模组级监测、模组级全浸没喷射。药剂喷射方面，在模组内布置雾化喷头，每个喷头通过管道连接至消防柜上的泵组式抑制药剂口。监测方面，以单个电池模组为单位，每个模组设置 1 个监测模块，对电池实现模组级监测。当任意一个监测模块二级报警时，监测模块上传报警信息，抑制主机开启进行模组级全浸没喷射，将药剂喷向全部模组。

锂电池热失控导致的火灾事故，即使气体消防动作扑灭了明火，由于电池内部大量的热量集聚，无法有效导热和冷却，会诱发有害化学反应进而引起连锁反应，导致二次复燃，严重时甚至产生爆炸。因此在每个集装箱内设置一套半固定开式水喷淋系统作为应急备用措施。该系统由水泵接合器、供水管道、电动选择阀和开式喷头组成。

本项目拟采用与一期相同的水喷淋系统，在每个电池舱内设一套水喷淋管道及喷头、舱外设电动阀，并将若干个电池舱的喷淋管道汇合后接至保证安全距离处的水泵接合器。喷淋系统平时为空管状态，不存在管道冻胀、渗漏及误喷等风险。一旦全氟己酮灭火系统失效，由人工确认，手动将消防水源接入水泵接合器，同时电动阀和火灾报警联动，当接收到启动信号后，打开对应事故电池舱的电动阀，对该电池舱实施喷淋降温，防止火灾事故进一步扩大。本系统水箱、水泵单独设置，一期已经建设。本期仅新建管道、喷头及舱外电动阀即可。

应急处置人员手动接入水泵接合器时，应设置观察哨，随时发现有发生爆炸的可能，提前发出指令，迅速撤出扑救，确保应急处置人员自身安全。

储能预制舱室外设消火栓，消防水量为 20L/s，灭火时间按 3 小时考虑。

7.2.2.5 电缆消防设计

主要从电缆选型与布置上防止火灾发生及阻止电缆延燃。电缆从室外进入室内的入口处及主控制室电缆沟内的电缆进入高压开关柜或低压配电屏等采取了防止电缆火灾蔓延的阻燃封堵及分隔措施。具体措施是：

(1) 电力电缆和控制电缆选用阻燃电缆，应急照明、火灾自动报警、消防水泵、联动系统等回路采用耐火电缆。电缆截面满足额定负荷电流和短路热稳定要求。

(2) 电力电缆与控制电缆分层敷设，各层之间用防火隔板分隔，隔板的耐火极限不低于 1h。

(3) 所有电缆穿越的孔洞，均采用耐火极限不低于 1h 的软质耐火材料封堵，孔洞两端 2m 以内的电缆均喷涂防火涂料保护。

(4) 电缆沟在相互交叉处以及长度超过 100m 时，应设置防火隔墙。

7.2.3 建筑物内安全疏散通道和消防通道的设置

配电装置楼为戊类单层建筑，耐火等级为二级，面积约 557m²，为 2 个防火分区。35kV 配电室为 1 个防火分区，设有 3 个直接通外室外的安全出口。室内任一点到最近安全出口的最大直线距离小于 100m。二次设备室为 1 个防火分区，每个房间均设有直接通往室外的安全出口，共设 3 个。室内任一点到最近安全出口的最大直线距离小于 100m。

综合楼为两层戊类建筑，耐火等级为二级，每层建筑面积约 403.8m²，为 1 个防火分区。设有 1 个封闭楼梯间直通室外。

通过对外交通道路，消防车可到达升压站，主要生产建筑和生活建筑周围均设有环形消防通道，通道宽度不小于 4m，升压站设有 1 个出入口。

以上设计已在原升压站中完成，本次无修改。

7.2.4 消防给水设计

7.2.4.1 消防水源

消防用水由升压站内消防水池供给，消防水池设置在地下。消防水池的补水时间不超过 48h，消防水拟从景泰县城拉运自来水。

7.2.4.2 消防供水对象及消防用水量

消防供水对象为综合楼和预制舱式储能系统设备。综合楼为两层戊类建筑，耐火等级为二级，每层建筑面积约 403.8m²，建筑体积约 2950m³。预制舱式储能系统主要包含磷酸铁锂电池预制舱和相应的功率变换系统。综合楼设置室内、外消火栓，室内消火栓用水量按 10L/s 设计，室外消火栓用水量按 15L/s 设计，一次火灾延续时间按 2h 计。预制舱式储能系统设置室外消火栓，消火栓用水量按 20L/s 设计，一次火灾延续时间按 3h 计。消火栓系统一次灭火用水量按综合楼和预制舱式储能设备中最大用水量考虑，为 216m³。

设 1 座 220m³的消防水池，可满足升压站内室内消火栓 2h 的用水量和室外消火栓

3h 的用水量。消防水池的补水时间不超过 48h，可从景泰县城拉运自来水。

以上设计已在原升压站中完成，本次无修改。

本期新增消防供水对象为预制舱式储能系统设备，原设计已包括，满足本期消防设计要求。

预制舱式储能设备水喷淋系统水箱、水泵单独设置，一期已经建设。消防水箱有效容积 50m^3 ，2 台电动消防泵（ $Q=10\text{L/s}$ ， $H=45\text{m}$ ， $N=15\text{kW}$ ）。开式水喷淋用水量按 6L/s 设计，满足 2h 喷水降温设计要求。本期仅新建管道、喷头及舱外电动阀即可。

7.2.4.3 消防供水系统设计

消防最大水头在综合楼室内消火栓，约 50m。一期已建设 1 座 220m^3 的消防水池，2 台（一用一备）电动消防泵，参数： $Q=25\text{L/s}$ $H=56\text{m}$ $N=30\text{kW}$ ，2 台（一用一备）；稳压泵，参数： $Q=2.5\text{L/s}$ $H=70\text{m}$ $N=7.5\text{kW}$ ，配套稳压罐。消防水池的补水时间不超过 48h，从景泰县城拉运自来水。

以上设计已在原升压站中完成，本次无修改。可满足本期消防用水要求。

7.2.5 消防电气设计

7.2.5.1 消防电源

本风电场升压站消防泵用电为一级负荷，采用双回路供电，由主配电柜直接供给，其他电力负荷为二级负荷。

7.2.5.2 火灾事故照明

升压站内主要疏散通道及安全出口等处，均设置有火灾事故照明灯及疏散方向标志灯。火灾事故照明灯及疏散方向标志灯采用自带蓄电池作为备用电源，连续供电时间不少于 30min。主要通道地面上的最低照度不低于 1.0lx 。

7.2.5.3 消防通信

升压站内重要场所均设有通信电话。

7.2.6 通风空调系统的消防设计

7.2.6.1 通风系统防火设计

配电室和二次设备室设置独立的排风系统，事故通风系统的与正常通风系统相结合，排风系统兼做事故通风系统。通风机和电机为防爆型，进风口采用防火风口。火灾发生时，停止相关部件的通风系统的运行。

7.2.6.2 采暖系统防火设计

严禁采用明火采暖。各房间采用安全、可靠、绝缘性能好的发热电缆低温辐射供暖系统及辐射式电加热器采暖。

7.2.7 消防监控系统

火灾报警系统设计根据《火灾自动报警系统设计规范》的要求设计，该系统包括智能光电感烟探测器及感温探测器、控制模块、声光报警器、指示灯、手动报警按钮等组成，在消防系统中起侦测火情的作用，在发生火情后，发出报警信号反馈到联动控制柜。

7.2.8 建筑装修防火设计

依据《建筑内部装修设计防火规范》的规定，严格控制本工程各部位装修材料的燃烧性能等级不低于表 7.2-2 的相应值。

表 7.2-2 建筑内各部位装修材料的燃烧性能等级

顶棚	墙面	地面	隔断
A	A	A	A
A1：不燃性 B1：难燃性 B2：可燃性			

本工程所有的装修材料均为 A 级。

7.3 施工消防规划

7.3.1 工程施工场地规划

本工程施工场地临建工程主要有综合加工厂、材料仓库、设备仓库、混凝土拌合站、临时生产、生活建筑。

7.3.2 施工消防规划

(1) 工程施工道路与外部公路相连通，道路宽度大于 3m，并有充足的回转场地，场内通道不堆放材料等杂物，可作消防车道及紧急疏散通道。道路的具体规划、布置见施工总布置图。

(2) 消防电源从施工专用电源获取。施工用电电缆电线截面积按工作电流及短路电流进行选择，并留有一定裕度。

(3) 临建区域内，每 100m² 配 2 具 10L 的干粉灭火器。临时木工房、机具间等，每 25m² 配 1 具种类合适的灭火器。消防设施周边不堆放物品阻塞通道。

(4) 施工现场设置的办公室、宿舍、厨房、厕所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者活动板房、集装箱等形式的活动房屋。

7.3.3 易燃易爆仓库消防

(1) 固定动火作业场布置在可燃材料及其加工场、易燃易爆危险品库房等全年最小频率风向的上风侧，宜布置在临时办公用房、宿舍、可燃材料仓库、在建工程等全年最小频率风向的上风侧。

(2) 易燃易爆危险品库房远离明火作业区、人员密集区和建筑物相对集中区域。可燃材料堆场及其加工场、易燃易爆危险品库房远离架空电力线下。

(3) 易燃易爆危险品库房与在建工程的防火间距大于 15m，可燃材料堆场及其加工场、固定动火作业场与在建工程的防火间距大于 10m，其他临时用房、临时设施与在建工程的间距大于 6m。

(4) 可燃材料及易燃易爆危险品按计划限量进场。进场后，可燃材料存放于仓库内，易燃易爆危险品分类专库储存，库房通风良好并设置严禁明火标志。

7.3.4 (5) 及时清理施工产生的可燃、易燃建筑垃圾或余料。易燃易爆仓库消防

(1) 固定动火作业场布置在可燃材料及其加工场、易燃易爆危险品库房等全年最小频率风向的上风侧，宜布置在临时办公用房、宿舍、可燃材料仓库、在建工程等全年最小频率风向的上风侧。

(2) 易燃易爆危险品库房远离明火作业区、人员密集区和建筑物相对集中区域。可燃材料堆场及其加工场、易燃易爆危险品库房远离架空电力线下。

(3) 易燃易爆危险品库房与在建工程的防火间距大于 15m，可燃材料堆场及其加工场、固定动火作业场与在建工程的防火间距大于 10m，其他临时用房、临时设施与在建工程的间距大于 6m。

(4) 可燃材料及易燃易爆危险品按计划限量进场。进场后，可燃材料存放于仓库内，易燃易爆危险品分类专库储存，库房通风良好并设置严禁明火标志。

(5) 及时清理施工产生的可燃、易燃建筑垃圾或余料。

8 土建工程

8.1 设计安全标准

8.1.1 工程规模及建构筑物级别

本项目拟安装 8 台单机容量为 6.25MW 风电机组，总装机容量 50MW，不再新建升压站，共用浙能景泰 10 万千瓦风电项目已建的 110kV 升压站。

根据《风电场工程等级划分及设计安全标准》（NB/T 10101-2018），本风电场工程规模为中型；机组塔架地基基础设计等级为甲级，结构安全等级为一级；110kV 升压站的建筑物级别为 2 级，结构安全等级为二级。

8.1.2 洪水设计标准

根据《风电场工程等级划分及设计安全标准》（NB/T 10101-2018），机组塔架基础洪水设计标准重现期为 50 年，110kV 升压站洪水设计标准重现期为 50 年。

8.1.3 抗震设计标准

根据《中国地震动参数区划图》（GB 18306-2015），场地处地震动峰值加速度为 0.20g，相应的地震基本烈度 8 度，设计地震分组为第三组。

根据《风电场工程等级划分及设计安全标准》（NB/T 10101-2018），发电机组塔架基础的抗震设防类别为丙类；110kV 升压站建筑物抗震设防类别为丙类。

8.2 风电场总体布置

本项目场址位于甘肃省白银市景泰县境内，位于景泰县红水镇、上沙沃镇交界处，东南距离景泰县县城直线距离大约 30km。场址地块属山地地貌，山体连绵起伏，地面高程 1960m~2710m，高差较大。

本风电场根据地形条件及建设指标拟建设 8 台 6.25MW 风力发电机组，总装机容量为 50MW。本工程毗邻浙能景泰 10 万千瓦风电项目，浙能景泰 10 万千瓦风电项目升压站中已做相关预留，故本工程不再新建升压站，利用该升压站中预留土地及建构筑物建设升压变电设备，以 1 回 110kV 线路接入电网。

本工程北侧靠近 S308 省道，交通运输较为便利。

本项目进场道路利用浙能景泰 10 万千瓦风电项目已建道路，不再另行建设；新建场内道路直接从已建进场道路接出，连接各风机点位，总长约 7.45km。

8.3 风电机组基础

8.3.1 设计依据

8.3.1.1 设计采用的主要技术标准

采用我国现行的设计规范和标准（包括行业标准）主要包括但不限于以下规范：

《工程结构通用规范》（GB 55001-2021）；
《建筑与市政工程抗震通用规范》（GB 55002-2021）；
《建筑与市政地基基础通用规范》（GB 55003-2021）；
《混凝土结构通用规范》（GB 55008-2021）；
《风电场工程等级划分及设计安全标准》（NB/T 10101-2018）；
《陆上风电场工程风电机组基础设计规范》（NB/T 10311-2019）；
《风力发电场设计规范》（GB 51096-2015）；
《建筑结构荷载规范》（GB 50009-2012）；
《建筑地基基础设计规范》（GB 50007-2011）；
《建筑地基处理技术规范》（JGJ 79-2012）；
《高耸结构设计标准》（GB 50135-2019）；
《砌体结构设计规范》（GB 50003-2011）；
《混凝土结构设计标准（2024 年版）》（GB/T 50010-2010）；
《建筑抗震设计标准（2024 年版）》（GB/T 50011-2010）；
《工程结构可靠性设计统一标准》（GB 50153-2008）；
《工业建筑防腐蚀设计标准》（GB/T 50046-2018）
《混凝土结构耐久性设计标准》（GB/T 50476-2019）；

国家及电力行业现行其它有关规程、规范。

8.3.1.2 风机荷载及相关参数

本工程风机机型拟采用的 6.25MW 风电机组，风轮直径为 220m，轮毂中心高度为 125m。风机厂家提供的作用于塔架底部荷载见下表 8.3-1。

表 8.3-1 风电机组荷载汇总表（不含安全系数）

荷载工况	Fr(kN)	Fz(kN)	Mr(kNm)	Mz(kNm)
正常运行荷载工况	860.1	7139.8	112662.5	2146.7
极端荷载工况	1609.6	6847.8	190338.5	8256.2
多遇地震工况	994	6903.6	114550.8	67.9

荷载工况	$F_r(\text{kN})$	$F_z(\text{kN})$	$M_r(\text{kNm})$	$M_z(\text{kNm})$
罕遇地震工况	1441.7	6843.9	131229.2	1425.5

注： M_r 为弯矩， M_z 为扭矩， F_r 为水平荷载， F_z 为垂直荷载。

表 8.3-2 主要风机参数

项目	单位	6.25MW 风机
轮毂高度	m	125
风轮直径	m	220

8.3.1.3 设计主要控制指标

表 8.3-3 设计主要控制指标

序号	项目	各计算工况控制指标			
		正常运行 荷载工况	极端荷载 工况	多遇地震 工况	罕遇地震 工况
1	承载力复核				
	(1) 压应力 P_k (轴心荷载) (kPa)	$<f_a$	$<f_a$	$<f_{aE}$	
	(2) 压应力 P_{kmax} (偏心荷载) (kPa)	$<1.2f_a$	$<1.2f_a$	$<1.2f_{aE}$	
	(3) 基底脱开面积 A_T /基底面积 A	0	25%	25%	
2	变形验算				
	(1) 地基沉降量值 s (mm)	<100	<100	<100	
	(2) 地基倾斜率	<0.003	<0.003	<0.003	
3	稳定验算				
	(1) 抗滑稳定	≥ 1.3	≥ 1.3	≥ 1.3	≥ 1.0
	(2) 抗倾覆稳定	≥ 1.6	≥ 1.6	≥ 1.6	≥ 1.0
式中： f_a —修正后的地基承载力特征值 (kPa)					

8.3.1.4 荷载工况与荷载效应组合

地基基础设计内容、荷载效应组合、荷载工况和主要荷载按表 8.3-4、表 8.3-5 选取。

表 8.3-4 地基基础设计内容、荷载效应组合、荷载工况和主要荷载

极限状态	设计状况	荷载效应组合	计算内容	荷载工况					主要荷载							
				正常运行工况	极端荷载工况	疲劳工况	多遇地震工况	罕遇地震工况	F_{rk}	M_{rk}	F_{zk}	M_{zk}	G_1	G_2	F_{e1}	F_{e2}
承载能力极限状态	持久设计状况	基本组合	截面抗弯计算	√	√	-	**	-	√	√	√	-	√	√	*	-
			截面抗剪计算	√	√	-	**	-	√	√	√	-	-	-	*	-
			截面抗冲切计算	√	√	-	**	-	√	√	√	-	-	-	*	-
			抗滑稳定计算	√	√	-	**	-	√	√	√	√	√	√	*	-
			抗倾覆稳定计算	√	√	-	**	-	√	√	√		√	√	*	-
			疲劳验算	-		√	-	-	√	√	√	√	√	√	-	-
	偶然设计状况	偶然组合	抗滑稳定验算	-	-	-	-	√	√	√	√	√	√	√	-	√
			抗倾覆稳定验算	-	-	-	-	√	√	√	√	-	√	√	-	√
正常使用极限状态	持久设计状况	标准组合	地基承载力验算	√	√	-	**	-	√	√	√	-	√	√	-	-
			地基软弱下卧层承载力复核	√	√	-	**	-	√	√	√	-	√	√	*	-
			抗裂或限裂验算	√	-	-	-	-	√	√	√	-	√	√	*	-
			变形计算	√	√	-	**	-	√	√	√	-	√	√	*	-

注：*表示多遇地震工况应考虑风电机组正常运行荷载；**表示当多遇地震工况为基础设计的控制荷载工况时才进行该项验算。

表 8.3-5 主要荷载分项系数

极限状态	设计状况	荷载效应组合	计算内容	主要荷载							
				F_{rk}	M_{rk}	F_{zk}	M_{zk}	G_1	G_2	F_{e1}	F_{e2}
承载能力极限状态	持久设计状况	基本组合	截面抗弯计算	1.5	1.5	1.3/1.0	-	1.3/1.0	1.3/1.0	H 1.4 V 0.5	-
			截面抗剪计算	1.5	1.5	1.3	-	-	-	H 1.4 V 0.5	-
			截面抗冲切计算	1.5	1.5	1.3	-	-	-	H 1.4 V 0.5	-
			抗滑稳定计算	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	-
			抗倾覆稳定计算	1.0	1.0	1.0	-	1.0	1.0	1.0	-
			疲劳验算	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	-	-
	偶然设计状况	偶然组合	抗滑稳定验算	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	-	1.0
			抗倾覆稳定验算	1.0	1.0	1.0	-	1.0	1.0	-	1.0
正常使用极限状态	持久设计状况	标准组合	地基承载力验算	1.0	1.0	1.0	-	1.0	1.0	1.0	-
			地基软弱下卧层承载力复核	1.0	1.0	1.0	-	1.0	1.0	1.0	-
			抗裂或限裂验算	1.0	1.0	1.0	-	1.0	1.0	1.0	-
			变形计算	1.0	1.0	1.0	-	1.0	1.0	1.0	-

注：1 1.3/1.0 为荷载效应对基础结构不利时取 1.3，对结构有利时取 1.0。

2 H 为水平方向惯性力。

3 V 为竖向惯性力。

8.3.2 基础型式选择

风电机组塔架为高耸结构建筑物，风电机组具有承受 360°方向重复荷载和大偏心受力的特殊性，对地基基础的稳定性和变形要求高。基础所承受上部的水平荷载和倾覆力矩较大，并且风电机组对塔架倾斜较敏感，对基础不均匀沉降要求较高。风机基础位置应尽量落在单一持力层上。参考附近工程的地质土层分布及地质条件，天然地基地质条件较好，风机基础可选择中风化砂岩作为天然地基持力层。

目前风机塔筒与基础连接形式主要有基础环和预应力锚栓。基础环连接为最先采用的基础连接形式。基础环由上法兰、基础环筒壁和下法兰三部分组成。其中，基础环筒壁一般水平向分三块焊接成整体，再上下分别与上法兰和下法兰焊接成完整的基础环。基础环通过下法兰支撑于预先架好的支撑系统，再通过铺设穿孔钢筋，浇筑混凝土固定于基础。之后通过上法兰与塔筒进行螺栓连接，完成塔筒与基础的固定连接。基础环上法兰顶一般高出混凝土顶面 450mm 至 600mm，以满足安装要求。

预应力锚栓式连接通过预先架设好外套 PVC 管的锚栓，再浇筑混凝土，待混凝土达到一定强度时，对锚栓施加预应力，将上锚板与混凝土表面压紧，以固定上锚板。之

后再将上锚板上的法兰与塔筒进行螺栓连接，最终达到塔筒与基础的连接。

两种基础连接方案对比如表 8.3-6 所示。

表 8.3-6 基础环与预应力锚栓连接对比

项目	基础环	预应力锚栓
受力性能	基础环范围内强度、刚度有突变，易于造成脆性破坏，基础环穿孔钢筋不易起作用	强度、刚度突变较小，基础和塔筒连接更加可靠
混凝土状态	既有拉应力，又有压应力	一定范围内混凝土一直处于受压状态，不开裂，提高结构耐久性
用钢量	有穿孔钢筋，用钢量大	相对较少
施工便易性	一次性整体吊装 定位方便 布筋方便	架设好所有锚栓再吊装 定位，调平较难 锚栓张拉，需要专业队伍 需二次灌浆，用时长
投资	基础环顶部、底部需采用 2 个连接法兰，增加预埋的基础环以及基础配筋较多等，投资较多	无穿孔钢筋，基础配筋相对略少，投资较低

基础环连接在长期震动和疲劳荷载作用下，基础环和基础混凝土接触面容易出现裂缝、间隙。锚栓连接形式受力性能好，基础用钢量少，是性能较好的连接形式，但施工工序相对复杂，锚栓张拉对施工队伍提出一定的要求。现阶段从基础连接形式成熟度、保证风机安全的角度考虑，优先推荐预应力锚栓形式。

风机基础可采用扩展式基础或肋梁式基础。扩展式基础依靠基础自重来抵抗风荷载产生的倾覆弯矩，这种型式具有结构型式简单、施工方便的特点，但存在混凝土以及钢筋用量大的缺点。肋梁式基础由中部支墩、肋梁以及底板组成，其依靠基础自重以及梁板之间的回填土来抵抗风荷载产生的倾覆弯矩。

扩展式基础体型简单、应有广泛、安全可靠度高、技术成熟；肋梁式基础体型较为复杂，由于肋梁配筋较密，根部高度较高，造成施工难度加大，施工工期长，质量难以控制。经过以往工程的比较，扩展式基础混凝土用量比肋梁式基础多约 15%，钢筋用量多约 10%。肋梁基础在施工过程中支模较扩展基础费时，梁板之间土方回填时需特别注意死角内土方的回填质量，所以肋梁基础的施工工期会较扩展基础长，且质量难以保证，对施工队伍的施工水平要求较高。

根据基础设计的一般原则，在满足上部结构荷载要求的前提下，宜优先采用型式简单、施工难度不大、造价较低的浅基础。结合场址地质条件及风电场建设经验，本工程风机基础推荐采用钢筋混凝土圆形扩展式基础，具体设计方案如下：

风机基础：现浇钢筋混凝土扩展基础，基础采用 C40F150 混凝土，基础混凝土结构

环境类别按二 b 考虑，最大水胶比为 0.50，最小凝胶材料用量为 $280\text{kg}/\text{m}^3$ ，最大氯离子含量为 0.15%，最大碱含量为 $3.0\text{kg}/\text{m}^3$ 。二次灌浆高强灌浆料抗压强度不小于 120MPa 。初步估算 6.25MW 风机基础底面直径为 22.6m，底板边缘高 1m，变截面处高 3.2m，台柱直径 7m，埋深 4.2m，基底下设 100mm 厚 C20 素混凝土垫层，详见风机基础图。

8.3.3 风机基础计算

(1) 持力层情况

根据初步勘察资料，场地主要为奥陶系中统车轮沟群上组第一亚组灰绿色变质砂岩。风机基础初步采用天然地基，以中风化砂岩为基础持力层，其承载力特征值为 $f_{ak}=1000\text{kPa}$ 。

(2) 计算结果

本工程风机基础采用北京木联能软件股份有限公司开发的《CFD 风力发电工程软件-机组塔架地基基础设计》进行设计，设计成果见表 8.3-7。

表 8.3-7 6.25MW 风电机组基础设计成果

项 目	单位	正常运行荷载工况		极端荷载工况		多遇地震工况		罕遇地震工况	
		计算值	允许值	计算值	允许值	计算值	允许值	计算值	允许值
一、地基承载力复核									
1.基础脱开面积比例		0%	不脱开	20.708%	25%	0%	25%	/	/
2.基础底面平均压力	kPa	106.692	1000	133.638	1000	106.103	1500	/	/
3.基础底边最大压力	kPa	209.599	1200	299.464	1200	211.22	1800	/	/
二、基础变形验算									
1.沉降变形验算	mm	0.404	100	1.266	100	0.385	100	/	/
2.倾斜率		0.0001	0.003	0.0001	0.003	0.0001	0.003	/	/
三、基础稳定验算									
1.抗倾覆验算	kNm	128280.9	302271.7	217516.9	300209.4	119123.2	300603.5	137861.0	480291.0
2.抗滑验算	kN	1283.0	74884.5	2635.6	62014.5	994.3	74811.8	1507.2	94875.7

以上结果为根据风机厂家资料初步计算的结果，在后期施工图设计过程中，设计将根据最终确定的风机塔筒荷载和地质详勘报告的数据进行分析，在满足受力要求的原则上最终确定风机基础的埋深及直径。

8.3.4 基础防腐

场地地下水埋深一般大于 20m，可不考虑地下水的影响。地下水位以上地基土对混凝土结构具微腐蚀性，对混凝土结构中的钢筋具微腐蚀性，对钢结构具微腐蚀性。

根据《工业建筑防腐蚀设计标准》（GB/T 50046-2018）和《混凝土结构耐久性设计标准》（GB/T 50476-2019），混凝土结构的防腐蚀性能主要依赖于混凝土自身的抗渗性和抗氯离子渗透性，混凝土结构防腐蚀措施采用基础措施。根据本工程风电机基础、建筑物所处环境，风机基础、建筑物混凝土结构防腐蚀采用对混凝土保护层、强度、水胶比、水泥用量、水溶性氯离子含量、水泥熟料中铝酸三钙含量及施工措施等进行严格控制的基本防腐蚀措施。

8.3.5 基础沉降观测

根据《陆上风电场工程风电机组基础设计规范》（NB/T 10311-2019），本工程风机基础的基础设计等级为甲级，应进行基础沉降观测。结合风机基础的结构特点，在每台基础台柱顶面对称布置四个沉降观测点。

沉降观测基准墩布置的基本原则为：①每个风机设置三个观测基准墩；②基准墩与风机基础边缘的距离不得小于基础埋置深度的 1.5~2.0 倍。两基准墩与基础中心成直线布置，另一点通过机组中心与该两点连线垂直；③基准墩埋设：埋深 1.5m，出地面 0.3m，基准墩高共 1.8m。墩周围用炉渣填充（避免冻胀影响）。

基础沉降观测频率：

基础浇筑完成当天开始第一次观测。

基础回填完成后观测一次。

机组安装前后各观测一次。

机组安装后 7 天内每天观测一次。

机组安装完成后的第一年每 3 个月观测一次。

机组安装完成后的第二年每 4 个月观测一次。

机组安装完成后的第三年及以后每年观测一次。

当发现观测结果异常时或监理有要求时，应加密观测。

应记录每台风机 4 个观测点的沉降量，机组安装后的观测还应记录观测时刻的风速、风向数据。

8.3.6 风机基础主要工程量

表 8.3-8 风机天然地基基础工程量表

项目	单位	风机基础工程量
土石方开挖	m ³	23050
土石方回填	m ³	15830
余渣外运	m ³	7220
C40 混凝土	m ³	6890
C20 混凝土垫层	m ³	330
基础钢筋制作与安装	t	725
螺旋形聚乙烯醇纤维	t	6.2
下锚板调平支架制作与安装	t	2.4
预埋φ150 PE 电缆管	m	1440
预埋φ70 PE 电缆管	m	120
预埋φ70 PVC 排水管	m	40
沉降观测点	个	32
测温元件	个	224
沉降观测基准墩	个	24
高强灌浆料	m ³	11.2

8.4 箱式变压器基础

本工程拟安装 8 台风力发电机组，每台风机配置一台箱变，共 8 个箱变基础。机组变压器荷载较小，一般对地基变形无严格要求。根据周边项目地质资料，箱变基础采用混凝土底板、砖砌侧墙型式，底板采用 C30 钢筋混凝土浇筑，砌体采用 MU15 烧结普通砖、M7.5 水泥砂浆砌筑。基础底板下设 100mm 厚 C20 素混凝土垫层。基础混凝土结构环境类别按二 b 考虑，最大水胶比为 0.50，最小凝胶材料用量为 280kg/m³，最大氯离子含量为 0.15%，最大碱含量为 3.0kg/m³。基础顶面高出地面 0.4m 左右，地面至基础顶面在必要处设置踏步。箱变基础周边设有储油池，用于储放发生事故时泄油。储油池上部设置钢格栅，铺设 300mm 厚卵石。

表 8.3-9 箱变基础工程量表

项目	单位	工程量
土石方开挖	m ³	592
土石方回填	m ³	417
余渣外运	m ³	175
基础 C30 混凝土	m ³	123
储油池 C30 混凝土	m ³	40
C20 混凝土垫层	m ³	37
钢筋制作及安装	t	17.8
Q235 预埋件	t	1
砌体砌筑	m ³	115
围栏	m	160

项目	单位	工程量
镀锌钢管 直径 150mm	m	64
镀锌钢管 直径 200mm	m	24
钢格栅	m ²	92.5
卵石(粒径 50~80mm)	m ³	28

8.5 风电场道路

8.5.1 设计依据

- 1) 《风电场工程道路设计规范》NB/T 10209-2019
- 2) 《公路路线设计规范》JTG D20-2017;
- 3) 《公路路基设计规范》JTG D30-2015;
- 4) 《公路桥涵设计通用规范》JTJ D60-2015;
- 5) 《公路排水设计规范》JTG/T D33-2012;
- 6) 《公路桥涵地基与基础设计规范》JTG D63-2007;

相关的法律、法规及规程规范。

8.5.2 设计采用参数

a. 风电场道路设计按照《风电场工程道路设计规范》NB/T 10209-2019 设计标准和同类项目风机设备厂家提供的道路运输要求,设计路面宽针对推荐的风电机组情况,根据风电机组叶片长度、塔筒等设备运输方式,按照设计经验选取转弯段的加宽值,且圆曲线半径需保证叶尖扫空范围内无障碍物的运输要求。叶片采用平板挂车运输时,圆曲线最小半径宜按叶片的运输尺寸设计;叶片采用举升车运输时,圆曲线最小半径宜按最长一节塔筒的运输尺寸设计。

表 8.5-1 规范圆曲线最小半径

设计条件		I 类		II 类		III 类	
		内弯	外弯	内弯	外弯	内弯	外弯
圆曲线最小半径 (m)	一般值	50	40	35	30	30	25
	极限值	40	35	30	25	25	20

注: 1 I 类条件为叶片采用平板半挂车运输工况; II 类条件为塔筒采用平板半挂车运输工况; III 类条件为塔筒采用后轮转向车运输工况。

2 内弯为运输车辆扫尾区有障碍物时弯道,外弯为运输车辆扫尾区无障碍物时弯道。

3 根据表中设计车辆尺寸确定圆曲线最小半径,实际运输车辆尺寸差别较大时应进行单独设计。

4 “一般值”为正常情况下的采用值；“极限值”为条件受限制时可采用的值；设备尺寸较大时不应采用极限值。

根据本项目实际情况，道路内弯最小半径取值 25m，外弯最小半径取值 25m。

圆曲线最小长度不宜小于 15m。

两圆曲线间直线长度不宜小于 15m。

b. 圆曲线半径小于 100m 时应在曲线上设置超高，圆曲线超高应符合下列规定：

1 超高值应根据圆曲线半径、路面类型、自然条件等经计算确定。最大超高值不宜超过 4%。

2 超高横坡度等于路拱坡度时，采用将外侧车道绕路中线旋转，直至超高横坡值；超高横坡度大于路拱坡度时，绕内侧车道边缘旋转。

3 超高过渡段长度不应小于 10m。

c. 路基横断面应由车道和路肩组成。路基宽度应符合下列规定：

1 风电场工程道路应采用整体式路基。

2 路基宽度应为车道宽度与两侧路肩宽度之和。场内施工道路路基宽度应符合下表的规定。

表8.5-2 规范场内施工道路路基宽度

道路等级		道路宽度 (m)	车道宽度 (m)	单侧路肩宽度 (m)
干线道路	一般值	6.00	5.00	0.50
	极限值	5.50	5.00	0.25
支线道路	一般值	5.00	4.00	0.50
	极限值	4.50	4.00	0.25

注：1 “一般值”为正常情况下的采用值；“极限值”为条件受限制时可采用的值。

2 道路外侧为陡坡、陡崖、遇不良地质体或填高较大时应适当加宽。

3 设计时应根据实际运输车辆、设备尺寸进行校验，

4 根据项目实际情况，道路车道宽度取5m，单侧路基宽度取0.25m，检修道路车道宽度不宜小于3.5m。

车道宽度除应满足上表的规定外，还应符合下列规定：

1 施工期设置的错车道宽度不应小于7.5m，有效长度不应小于20m，过渡段长度不应小于10m。错车道坡度不宜大于5%。宜在不大于500m的距离内选择有利地点设置错车道。

2 设置避险车道时，避险车道宽度不应小于4.0m。

路肩宽度除应满足上表的规定外，还应符合下列规定：

1 路肩宜采用培土路肩。

2 位于直线路段或曲线路段内侧，且车道的横坡值大于或等于3%时，土路肩的横坡应与车道横坡值相同；小于3%时，土路肩的横坡值应比车道的横坡值大1%或2%。位于曲线路段外侧的土路肩横坡，应采用3%或4%的反向横坡值。

d. 路面：采用泥结碎石路面。

表8.5-3 主要设计参数一览表

序号	项目	技术标准
一	计算行车速度	15公里/小时
二	荷载标准	公路II 级
三	道路横断面参数	
1	路基宽度	5.50米
2	行车道宽度	5.00 米
3	路肩宽度（每侧）	0.25 米
4	路基边坡/路堑边坡	根据地勘报告推荐值确定
5	挖方边沟外碎落台宽度	0 米
6	用地界（坡脚线外）	0 米
7	边沟深度	最小 0.4 米
8	边沟纵坡	不小于5‰，特殊情况下可减至3‰
9	路基设计洪水频率	1/5
10	路面横坡度	2%
11	路肩横坡度	3%
四	道路平面布置参数	
1	最小外弯平曲线半径：极限（注 1）	25 米
2	最小内弯平曲线半径：极限（注 1）	25 米
3	一般外弯平曲线半径（注 1）	≥30 米
4	一般内弯平曲线半径（注 1）	≥25 米
五	道路纵断面参数	
1	一般干线路段最大纵坡	上坡一般不超过 15%，下坡一般不超过 12%
2	一般支线路段最大纵坡	上坡一般不超过 18%，下坡一般不超过 15%
3	竖曲线最小半径凸型：极限（米）	100
4	竖曲线最小半径凹型：极限（米）	200

注1:该半径叶片运输需采用特种改装车辆。

8.5.3 布置方案

8.5.3.1 路线布线原则

1) 满足风电场交通功能需求，并与总体风机布置保持协调、统一。并结合区域规划，综合考虑。

2) 平纵线形设计满足与各路段相适应的技术标准，正确运用技术指标，保持线形连续、均衡。

3) 在对地形、地貌、水文和工程地质等调查和勘察的基础上论证，确定最优路线方案。

4) 尽量保持土石方填挖平衡，避免高路堤、陡坡路堤和挖方高边坡，节省工程造价。

8.5.3.2 路基设计

1) 设计原则

① 根据本地区的自然条件和工程地质、水文地质条件，本着因地制宜、就地取材的原则选择合理的路基横断面形式和边坡坡率，并采取经济有效的排水防护工程及病害防治措施，防止各种不利因素对路基造成的危害，确保路基有足够的强度和稳定性。

② 尽量保持土石方填挖平衡，避免高路堤、陡坡路堤和挖方高边坡。

③ 根据《公路路基设计规范》（JTG D30-2015）及风电场对外物资运输量、重大件运输主导车型的要求，结合本段区域的地形，地质条件进行设计。

2) 路基标准横断面布置

道路标准断面型式：0.25米（路肩）+5.0米（路面）+0.25米（路肩），路基全宽 5.5 米。涵洞与路基同宽，行车道横坡采用2%，路肩横坡采用3%；设计线系道路中心线，因风电场叶片运输长度长，路面宽度根据大件运输要求进行内侧加宽。

3) 填方路基

① 在填方路段，路基边坡采用1:1.5，路基填土高度大于8 米时，从路肩8 米以下范围边坡采用1:1.75，并每隔8~10米设边坡平台一道，平台宽度1.5米。地形相对较陡不能按正常路基边坡放坡时，考虑按M7.5浆砌衡重式路堤墙或路肩墙进行收坡。高度大于8m 的挡墙，设C20埋石混凝土基础。

② 路床填料应均匀密实，最大粒径应小于100mm，路堤最大粒径应小于150mm，填筑路堤应采用水平分层填筑法施工。如地面不平，应由最低处分层填起，每填一层，经过压实符合规定要求之后，再填筑上一层。

路基压实采用重型压实标准，具体要求参见下表：

表 8.5-4 路床、路堤填料最小强度要求及压实度要求

项目分类		路面底面	填料最小强度 (CBR)%	压实度(重型实标准)
填 方 路	上路床	0-30	6	≥95
	下路床	30-80	4	≥95
	上路堤	80-150	3	≥94

基	下路堤	>150	2	≥92
	零填及路堑路床	0-30	6	≥95
		30-80	4	≥95

③ 填方路基可采用不易风化的石料填筑，石料最大粒径不大于30cm。挡墙墙后禁止回填土，必须采用石料回填，无法压实的位置需以块石码砌。

④ 填方路段要求先清表方可进行路基回填。在地面自然横坡度陡于1:5 的斜坡上修筑路堤时，路基基底应挖台阶，台阶宽度不小于1m，并设3%的反向横坡。挖台阶前应清除草皮及树根。

4) 挖方路基

① 开挖边坡值：土质边坡、亚粘土、碎石夹亚砂土、残坡积物采用1:1.0，胶结较差的角砾岩采用1:0.75~1:0.5，胶结良好的角砾岩、弱风化大理岩、玄武岩层的开挖边坡坡比为1:0.5~1:0.3，弱风化基岩采用1:0.2~1:0.3。局部路段无条件按上述规定坡度开挖时，开挖边坡值可适当加大，但应加强支护；

② 当挖方边坡较高时，可根据土石分界线的位置及土石性状对稳定性的要求采取合适的边坡值，并开挖成台阶式边坡，高度每隔10m 左右或变坡点处设边坡平台一道，边坡平台宽度一般采用1.5m，在深沟大坑附近边坡平台宽度适当加宽。

③ 边坡开挖必须采取自上而下逐层开挖。自然山体坡度陡于1: 1 且破碎严重、稳定性差的山坡开挖，要求进行预裂爆破；开挖边坡高度大于15m 要求进行光面爆破，施工过程严禁药壶炮，严禁出现倒坡、掏脚现象。

8.5.3.3 路面设计

1) 设计原则

① 按照交通量、道路等级对路面的使用要求，结合沿线气候、水文、及筑路材料的分布情况，本着因地制宜、合理选材、施工方便、便于养护的原则，结合路基工程进行综合设计。

② 路面结构层所选材料应满足强度、稳定性和耐久性要求。

2) 标准轴载

路面设计按BZZ—100KN的单轴一双轮组荷载作为标准轴载进行换算。

3) 路面结构组合方案设计

场内道路：均采用20cm泥结碎石路面。

8.5.3.4 路基、路面排水设计

1) 路基排水

为保持排水通畅，在路基两侧设置了边沟、排水沟等排水设施，并与涵洞和现有排水沟渠形成完整的排水体系。路基占用原有排水沟渠时，将原有沟渠改移至路基用地范围以外或加大排水沟尺寸，以保证原有排水系统和路基排水的畅通。挖方路段侧边沟采用M7.5矩形边沟，尺寸为底宽0.4米，深0.4米。远山体侧不设边沟。边沟纵坡宜与路线纵坡一致，并不小于0.5%。排水构造物出口如与挡墙侧衔接，需采用浆砌片石做一定范围的坡面防护。

2) 路面排水

路面排水采用分散排水方式。路面横坡度2%，路肩横坡度3%。

8.5.3.5 涵洞

1)设计标准

- ① 涵洞宽度：涵洞与路基同宽。
- ② 设计荷载：公路II 级。
- ③ 设计洪水频率：1/5。
- ④ 地震动峰值加速度：0.20g。
- ⑤ 附属设施：涵洞外侧采用防撞墩等措施。

2) 涵洞构造类型选择

通过 1:10000 地形图勾绘汇水面积，计算设计流量、设计流速和设计水位，从而确定出涵洞孔径。涵洞设置基本考虑逢沟设涵，沟渠密集处适当合并。涵洞的结构形式基本采用钢筋混凝土圆管涵。

跨现有冲沟时，根据冲沟宽度及历史流量，设置直径 1.5m 圆管涵过水；一般路段道路两侧沟通过水管涵，采用直径 800mm 圆管涵。

8.5.4 道路工程量

风电场的施工及检修道路以满足每台风电机组基础施工及安装要求为原则，永临结合。本项目进场道路利用浙能景泰 10 万千瓦风电项目已建道路，不再另行建设；新建场内道路直接从已建进场道路接出，连接各风机点位，总长约 7.45km。道路按大件设备运输路宽计算，路基宽 5.5m，路面 5.0m，平曲线最小转弯半径需满足风电机组叶片运输要求。

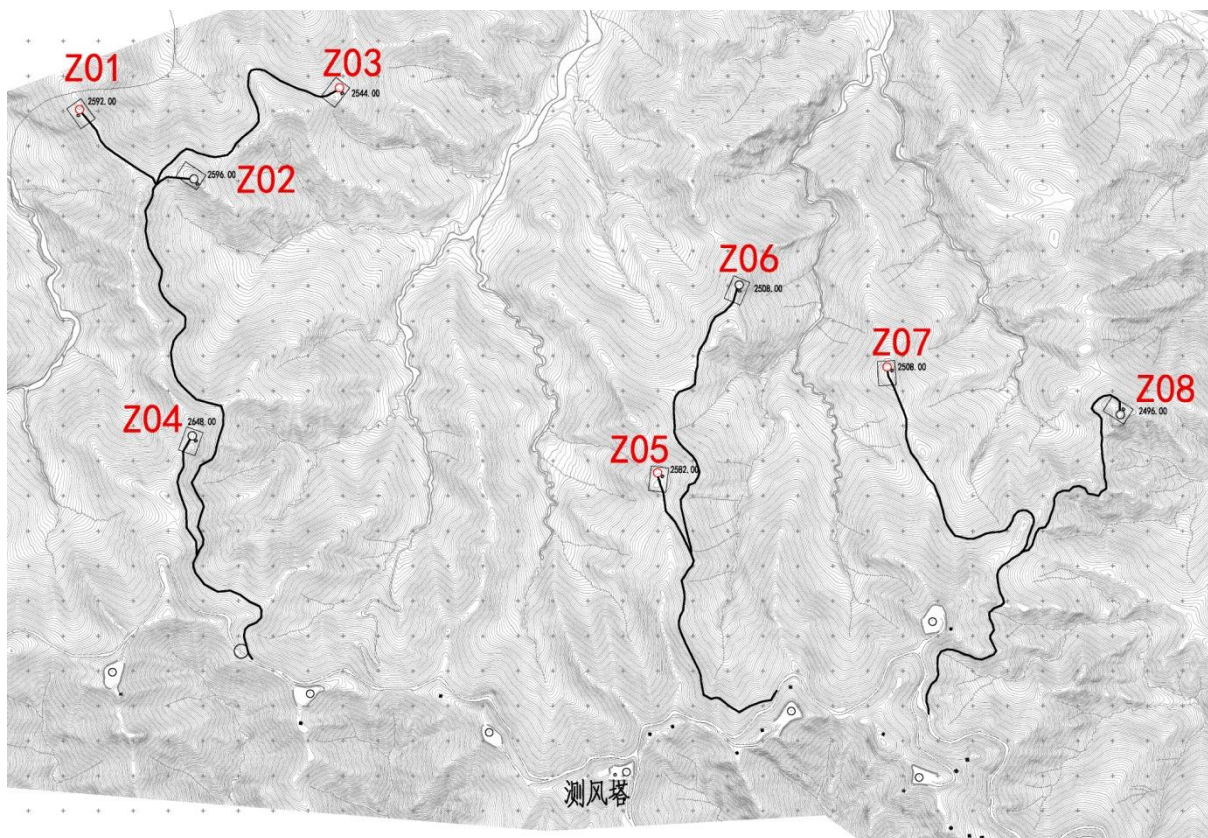


图 8.5-1 项目道路路径示意图

表 8.5-5 道路工程量表

序号	名称	单位	数量	备注
	新建场内道路	km	7.45	
1)	土石方开挖	m ³	130860	土石比 2:8
2)	土石方回填	m ³	61417.5	
3)	边沟（路基侧 M7.5 浆砌）	m ³	2835	
4)	挡土墙（浆砌块石）	m ³	6810	
5)	泥结碎石路面 20cm	m ²	47572.5	
6)	Φ800 管涵(含基座等)	m	112.5	
7)	Φ1500 管涵(含基座等)	m	45	
8)	防撞墩（C20 片石混凝土）	m ³	210	
9)	交通标志（含杆件）	块	30	
10)	新增用地	m ²	90300	
11)	水泥路面（18cm 水泥混凝土+15cm 级配碎石）	m ²	497	28 天弯拉强度不低于 4MPa

8.6 升压变电站

8.6.1 升压变电站总体布置方案

本项目不新建升压站，利用已有浙能景泰 10 万千瓦风电项目升压站，该升压站位于本风电场项目的南侧。本项目新增部分电气设施布置于该升压站预留场地内，本项目新增的主要建设内容包括主变一台、出线架构、2#SVG 舱、2#接地变及接地电阻舱以及配套的储能电池舱和 PCS 舱。该升压站道路均已建设好，本项目不增加升压站道路工程。升压站内道路宽度为 4m，道路的转弯半径 7m，消防通道转弯半径 9m，路面为水泥混凝土路面。屋外配电装置区域采用碎石铺砌。

8.6.2 建（构）筑物设计方案

本工程毗邻浙能景泰 10 万千瓦风电项目，浙能景泰 10 万千瓦风电项目升压站中已做相关预留，故本工程不再新建升压站，利用该升压站中预留土地及建构筑物建设升压变电设备。本工程只扩建主变、进出线构架及 SVG 等。

8.6.2.1 设计依据

- (1) 《工程结构通用规范》GB 55001-2021；
- (2) 《建筑与市政工程抗震通用规范》GB 55002-2021；
- (3) 《建筑与市政地基基础通用规范》GB 55003-2021；
- (4) 《砌体结构通用规范》GB 55007-2021；
- (5) 《混凝土结构通用规范》GB 55008-2021；
- (6) 《民用建筑设计统一标准》GB 50352-2019；
- (7) 《建筑设计防火规范》GB 50016-2014（2018 版）；
- (8) 《建筑结构荷载规范》GB 50009-2012；
- (9) 《混凝土结构设计标准》GB/T 50010-2010（2024 年版）；
- (10) 《建筑地基基础设计规范》GB 50007-2011；
- (11) 《砌体结构设计规范》GB 50003-2011；
- (12) 《建筑抗震设计标准》GB/T 50011-2010（2024 年版）；
- (13) 《钢结构设计标准》GB 50017-2017；
- (14) 《建筑结构可靠性设计统一标准》GB 50068-2018；
- (15) 《工业建筑防腐蚀设计标准》GB/T 50046-2018。

8.6.2.2 设计采用的主要技术数据

- 1) 结构设计使用年限：50 年；
- 2) 地基基础设计等级：丙级；
- 3) 环境类别：地上结构为二 a 类，地下结构为二 b 类；
- 4) 基本风压 $W_0=0.40 \text{ kN/m}^2$ ，地面粗糙度 B 类；
- 5) 基本雪压 $S_0=0.15 \text{ kN/m}^2$ ；
- 6) 抗震：抗震设防分类丙类，抗震设防烈度 8 度（地震动峰值加速度为 $0.20g$ ），设计地震分组第三组。
- 7) 主要荷载标准值：普通上人屋面 2.0 kN/m^2 ，不上人屋面 0.5 kN/m^2 。

8.6.2.3 主要建筑材料

- 1) 柱、地梁、板、屋面混凝土：C30
- 2) 基础混凝土垫层：C20
- 3) 构造柱、圈梁、过梁混凝土：C25
- 4) 钢筋：HPB300、HRB400
- 5) 钢材：Q235 钢、Q355 钢
- 6) 填充墙：M5 砂浆、机制空心砖

8.6.2.4 建（构）筑结构设计方案

（1）持力层情况

根据浙能景泰 10 万千瓦风电项目的地质资料，场地上部主要分布第四系残坡积土层，下伏基岩主要为砂岩。站内建（构）筑物初步选用天然地基，持力层为强风化或中风化砂岩，其承载力特征值为 $f_{ak}=450\text{kPa}$ 、 $f_{ak}=2500\text{kPa}$ 。

（2）结构设计

建（构）筑物结构形式根据《建筑抗震设计标准（2024 年版）》（GB/T 50011-2010）和《变电站建筑物结构设计技术规定》（DL/T5457-2012）进行设计。

主变油池采用钢筋混凝土结构，油池内铺设粒径为 $50\sim 80\text{mm}$ ，厚度不小于 300mm 的卵石层。

SVG 等预制舱基础均采用现浇钢筋混凝土独立基础。基础顶面高出地面一定距离，地面至基础顶面设置砖砌踏步。

进出线构架均采用钢结构形式，主要构件包括人字柱、钢横梁、爬梯等。基础采用钢筋混凝土独立基础。

升压站内给排水设施、供暖、通风与空气调节系统等均沿用原升压站相关设施。

8.6.2.5 升压站建（构）筑物主要工程量

表 8.6-1 升压站建（构）筑物工程量表

序号	项目	单位	工程量
1	主变基础		
	土石方开挖	m3	200
	土石方回填	m3	80
	余土外运	m3	120
	C30 混凝土	m3	105
	C20 混凝土垫层	m3	12.5
	钢筋制作及安装	t	11
	Q235 预埋件	t	1
	卵石(粒径 50-80mm)	m3	60
	钢格栅	t	2.5
2	AIS 基础		
	土石方开挖	m3	180
	土石方回填	m3	90
	余土外运	m3	90
	C30 混凝土	m3	75
	C20 混凝土垫层	m3	7
	钢筋制作及安装	t	8
3	SVG 基础		
	土石方开挖	m3	250
	土石方回填	m3	220
	余土外运	m3	30
	C30 混凝土	m3	45
	C20 混凝土垫层	m3	8
	钢筋制作及安装	t	5
	Q235 预埋件	t	0.2
	砌体砌筑	m3	15
4	接地变兼站用变舱基础		
	土石方开挖	m3	80
	土石方回填	m3	55
	余土外运	m3	25
	C30 混凝土	m3	20
	C20 混凝土垫层	m3	2.5
	钢筋制作及安装	t	2.2
	Q235 预埋件	t	0.1
	砌体砌筑	m3	18
5	储能升压变流一体机基础		
	土石方开挖	m3	170

	土石方回填	m3	110
	余土外运	m3	60
	C30 混凝土	m3	35
	C20 混凝土垫层	m3	7
	钢筋制作及安装	t	4
	Q235 预埋件	t	0.3
	砌体砌筑	m3	32
6	储能电池舱基础		
	土石方开挖	m3	140
	土石方回填	m3	100
	余土外运	m3	40
	C30 混凝土	m3	25
	C20 混凝土垫层	m3	5.5
	钢筋制作及安装	t	2.8
	Q235 预埋件	t	0.15
	砌体砌筑	m3	28
7	主变构架		
	土石方开挖	m3	110
	土石方回填	m3	70
	余土外运	m3	40
	C30 混凝土	m3	30
	C20 混凝土垫层	m3	3.5
	Q235B 钢结构 镀锌	t	7
	钢筋制作与安装	t	3.5
	C40 细石混凝土二次灌浆	m3	2.5
8	进出线路构架		
	土石方开挖	m3	300
	土石方回填	m3	200
	余土外运	m3	100
	C30 混凝土	m3	55
	C20 混凝土垫层	m3	7
	Q235B 钢结构 镀锌	t	13
	钢筋制作与安装	t	6
	C40 细石混凝土二次灌浆	m3	4

8.6.3 生活给排水设计

8.6.3.1 设计依据

《建筑给水排水与节水通用规范》 GB 55020-2021

《建筑给排水设计标准》 GB 50015-2019

《室外给水设计标准》 GB 50013-2018

《室外排水设计标准》 GB 50014-2021

《风力发电场设计规范》 GB 51096-2015

《变电站和换流站给水排水设计规程》 DL/T 5143-2018

《生活饮用水卫生标准》 GB5749-2022

《城市污水再生利用 城市杂用水水质》（GB/T18920-2020）

8.6.3.2 给水系统设计

（1）水源

附近村庄暂未通自来水，最近的水源（水塘）距离项目场址约 10 公里，运行期生活用水可从景泰县城拉运自来水，饮用水采用桶装水。

（2）用水量

1）本工程生活用水量暂按 8 人定员，最高日生活用水定额取 200L/（人·d），小时变化系数取 3，最大时生活用水量约为 0.20m³/h。最大日用水量为 1.6m³/d。

2）本工程道路、活动场地面积约 2000m²，浇洒用水标准为 1.5L/m²·d，最大日用水量约为 3m³/d。

3）未预见用水量和管网漏失水量之和按上述两项用水量之和的 10%计，为 0.46m³/d。

序号	用水项目	使用人数或单位数	用水标准	小时变化系数(K)	使用时间(h)	用水量	
						最大日用水量(m³/d)	最大时用水量(m³/h)
1	生活用水量	8	120L/人	3	24	1.6	0.20
2	浇洒用水量	2000	1.5L/m²	1	2	3.0	2.25
3	未预见用水量	10%				0.46	0.245
4	合计					5.06	2.695

综上，本工程最大日总用水量为 5.06m³/d。

（3）给水系统设计

本项目拟在综合泵房内设置 1 只不锈钢生活水箱和 1 套生活水变频供水装置，市政自来水贮存于生活水箱内，经紫外消毒后，升压供至各用水点。

生活水变频供水装置含水泵 2 台（1 用 1 备），配套气压罐及变频控制柜。

组合式不锈钢生活水箱：公称容积 5m³。

平均日热水用水定额取 50L/（人·d），全站平均日热水用水量约 0.4m³/d，拟在生活综合楼顶设置带电辅热的太阳能热水器。

室外生活给水管采用 PE 给水管，室内生活水管采用 PPR 给水管。

以上设计已在原升压站中完成，本次无修改。此次改造不新增给水点，不需扩建。

8.6.3.3 排水系统设计

本工程排水包括雨水、生活污水和事故排油，本项目采用分流制排水系统。

(1) 雨水排水系统

$$\text{白银市景泰县暴雨强度公式: } q = \frac{284 \times (1 + 1.35 \lg P)}{t^{0.505}}$$

q——设计暴雨强度[L/(s·hm²)]；

P——设计重现期(a)，以5年计；

t——降雨历时(min)，t=t₁+t₂；

t₁——地面集水时间(min)，取10min；

t₂——管渠内流行时间(min)；

经计算暴雨强度 q=155.43/(s·hm²)。围墙范围内汇水面积约 0.60hm²，径流系数 0.55，设计雨水量约为 51.29/s。建筑物屋面雨水采用外排水。室外雨水由道路旁设置的雨水管渠收集后自流排至场外。

(2) 生活污水排水系统

生活污水排水系统设置有效容积 6m³化粪池，处理能力 0.5m³/h 的一体化污水处理设备。

以上设计已在原升压站中完成，本次无修改。此次改造不新增排水点，不需扩建。

8.6.3.4 事故排油系统

主变等含油电气设备的事事故排油经水封井、事故排油管收集至事故油池。在事故油池内设置油水分离设施，分离出的水排入站区雨水管道，池内的废油及时回收，防止污染环境。站内设 1 座事故油池，有效容积能满足贮存最大一台含油设备 100%的油量。事故排油管道采用无缝钢管。以上设计已在原升压站中完成，本次无修改。本期工程不需扩建事故油池，仅新建排油管道。

9 施工组织设计

9.1 施工条件

9.1.1 风电场位置

本项目位于甘肃省白银市景泰县境内，位于景泰县上沙沃镇附近的山地，东南距离景泰县县城直线距离大约 30 公里，地貌单元属丘陵地貌，山体连绵起伏，地面高程 2200m~2700m，起伏较大。

9.1.2 交通条件

景泰县位居甘肃省腹地北陲，腾格里沙漠南缘，地处黄土高原与腾格里沙漠过度地带，为河西走廊东端门户，距白银市区 70 公里，距省会兰州约 120 公里，对外有 G2012 定武高速、G1816 乌玛高速、G338 国道和 S308 省道，交通条件良好。

本项目位于甘肃省白银市景泰县县城西北侧，距离县城约为 30 公里，S338 省道从场址北侧穿过，经现场实际踏勘，能满足大件运输需求。主线道路可从该省道上引接，场址对外交通运输条件较好。

风电场区的对外交通选择从北侧的 S308 省道上开口连接。建议选择的运输路线为：连霍高速——G1816 乌玛高速——G2012 定武高速——G338 国道——S308 省道——场外道路——场内施工道路——机位及升压站。



图 9.1-1 对外交通运输路线图

9.1.3 风力发电机施工场地

根据永久建筑物布置方案，风电机组混凝土基础的基础底部高程高于地下水位，施工过程中不需要进行降水处理。在地基基础施工完毕后，人工填土至基础底标高，碾压密实，再进行基础的混凝土施工。

本风电场有 8 个混凝土基础及安装平台，安装平台尺寸约为 60.0×50.0m（长×宽）。风电机基础混凝土施工采用薄层连续浇筑形式，浇筑层厚 0.3m。混凝土采用 3m³混凝土搅拌运输车自拌和系统运至混凝土浇筑点，泵车入仓，人工振捣浇筑。风电机基础混凝土施工工艺流程如下：风机基础混凝土施工工艺流程如下：浇筑仓面准备(立模、绑钢筋)→质检及仓面验收→混凝土配料→混凝土搅拌→搅拌车运输→混凝土泵车入仓→平仓振捣→覆盖层保温→洒水养护→拆模→质量检查→修补缺陷→土方回填。

安装根据现场地质情况分析，在条件允许下，吊装平台尽量做到挖填平衡，安装平台多数地处山顶，边坡主要采取坡率法进行治理，挖方边坡坡率采用 1: 1，填方边坡坡

率采用 1: 1.5; 同时, 当开挖遇地质条件较好的岩石边坡时, 可根据现场实际情况和相关规程规范, 适当放小开挖边坡坡率。

9.1.4 施工水电方案

施工用水包括生产用水和生活用水。生产用水和施工用水考虑从附近的村庄运送。

升压站施工用电电源浙能景泰10万千瓦风电项目已经接通, 本工程无需考虑。

9.2 施工总布置

9.2.1 总布置原则

根据本工程的自然条件和工程条件, 总布置的具体原则为:

- 1) 充分考虑风力发电机组布置分散的特点, 统筹兼顾, 全面规划, 主要施工场地和临时设施拟集中设置;
- 2) 根据场区地形、植被特点等情况进行施工布置, 工程施工期间应避免环境污染, 施工布置必须符合环保要求;
- 3) 以满足主体工程施工需要为前提, 施工布置力求紧凑, 施工设施和临时设施尽可能永临结合。

施工工厂、仓库布置

1) 混凝土系统

本工程风机基础对混凝土需求量较大, 对混凝土质量要求较高且机位分散, 因此本工程所需混凝土均为外购商品混凝土, 从位于景泰县县城附近的混凝土供应商购买。

2) 砂石料系统

本工程混凝土为商品混凝土, 不需单独采购砂石骨料。

3) 机械修配及综合加工厂

工程区设置机械修配厂及综合加工系统(包括钢筋加工厂、木材加工厂)。为了便于管理, 综合加工厂集中布置在山下空地。机械修配场主要承担施工机械的小修及简单零件和金属构件的加工任务, 大中修理工作委托当地相关企业承担。

4) 仓库布置

本工程所需的仓库集中布置在山下空地, 主要设有水泥库、木材库、钢筋库、综合仓库、机械停放场及设备堆场。水泥库、木材库及钢筋库分别设在混凝土系统及相应的加工工厂内。综合仓库包括临时的生产、生活用品仓库等。机械停放场暂考虑 45 台机械的停放。

9.2.2 施工管理及生活区安排

根据施工总进度安排，本工程施工期的平均人数为 100 人，高峰人数为 150 人。施工临时生活办公区布置在场区升压站附近，该处场地交通便利。

9.2.3 水、电供应

1) 施工用水

施工用水包括生产用水和生活用水。生产用水从山下运送，生活用水由专用水车供应。

2) 施工用电

本工程施工用电主要包括施工工厂、临时生活区用电两部分，升压站施工用电电源从浙能景泰 10 万千瓦风电项目已经接通，本工程无需考虑。考虑到风电机组施工点较为分散，另设置 1 台 150kW 及 2 台 40kW 移动式柴油发电机作为风电机组施工电源。

9.2.4 临时堆土场

为防止风电场区水土流失，保护风电场的环境，风电场区应合理的设置临时堆土场，临时堆土场的布设原则如下：

(1) 结合工程实际和项目区水土流失现状，因地制宜，因害设防、防治结合、全面布局、科学配置；

(2) 减少对原地表和植被的破坏，合理布设施工场地，同时对砂石料、弃土（石、渣）采取分类集中临时堆放；

(3) 在施工过程中减小渣土的运距，节约施工费用，做到切实经济可行；

每个风机机组区均有施工道路相连，堆土场根据施工道路的走势、衔接情况等布置在道路下方或附近，便于弃土综合堆土、调配运输。本项目多余弃渣均通过汽车运送至指定弃渣场地。

9.3 交通运输

9.3.1 对外交通运输方案

风电场区的对外交通选择从北侧的 S308 省道上开口连接。建议选择的运输路线为：连霍高速——G1816 乌玛高速——G2012 定武高速——G338 国道——S308 省道——场外道路——场内施工道路——机位及升压站。

9.3.2 运输道路

风电场的施工及检修道路以满足每台风电机组施工及安装要求为原则，永临结合。

本风电场新建场内检修道路长约 7.45km。道路按大件设备运输路宽计算，路基宽 5.5m，路面 5.0m，平曲线最小转弯半径需满足风电机组叶片运输要求。

9.3.3 大件运输方案

本阶段是根据重大件设备、土建工程量等资料，落实风电场施工物资运输与重大件运输的对外交通状况，为风电场施工期运输的对外交通提供可靠的资料。根据风机制造厂资料，本工程最重件为机舱，最长件为叶片。

表 9.3-1 大部件运输参数表

序号	名称	尺寸(长×宽×高 mm)	重量 (t)
1	单个叶片	108000×φ2800	约 23.8
2	机舱总成	11400×4560×4000	约 130
3	轮毂总成	5028×4497×4190	约 43

大件设备的自重大，再加上牵引车和平板挂车的自重，整个运输重量将超过 100t。最宽件塔筒的运输尺寸已超过一般货物的运输尺寸。因此，在普通公路上运输这种货物，将会受到下列三大因素的制约：(1)沿线建筑物的净高；(2)沿线桥梁结构的荷载通行能力；(3)沿线路基的稳定。为保证特大型设备的顺利运输，需初步确定一个安全、可行、经济的运输方案。

1) 常规车辆运输方式

公路运输时，大件的运输车辆可采用欧曼 BJ2453MFJB-S4/德龙 480 型、欧曼 BJ4183LFGA-S3/德龙 380 型牵引车，挂车选用装车高度较低的平板车（如环达 BJQ9391TDP 平板车、通华 THT9360 平板车）。下表为常规叶片运输参考车辆的运输参数。

表 9.3-2 常规叶片运输参考车辆的运输参数

欧曼BJ4183LFGA-S3牵引车		通华THT9360平板车	
自重	7.6t	自重	16t
牵引总重	40t	额定载重	20t
驱动形式	4×2	轮胎	1200-20
轴数	3轴	轴数	2轴
轮胎	1200-20	货台尺寸 (m)	32.0×2.5×1.3
外型尺寸 (m)	6.5×2.5×3.1	运输车组	
发动机额定功率	320马力	单轴荷载	7.45t
运行尺寸 (m)		55.0×2.5×4.8	

2) 特种运输方式

特种叶片运输方式是近两年兴起的运输方式，主要是将叶片置于一种加装了带水平旋转、垂直翻转装置的平板车上，可实现车辆后轮随动转向，叶片任意角度旋转等功能。改装特种风机叶片运输车辆，其装置可把水平放置的叶片举升成倾斜 $\leq 60^\circ$ 度。在叶片运输过程中，还可以让风机叶片绕车板的转盘中心旋转 360 度。通过叶片的举升、旋转，能有效地避开道路两旁的树木，电线，光缆，房屋等障碍物，从而使风机叶片运输车辆顺利通行。降低开山、修路、砍树、拆房等成本，同时减少对生态环境的破坏。



本风场风机所在山脊线较分散，上至山顶后地形起伏较大，上山改建道路弯道较多且部分回头弯改建难度较大，如采用特种运输方式则节省的费用较多，因此结合本工程现场地形特点，推荐使用特种运输方式作为本工程的大件运输方式。

9.4 工程征用地

风电场占用土地包括永久性征地、长期租地和临时性用地。具体如下：

(1) 永久性征地包括风机基础、箱变基础和场内检修道路 3.5 米宽部分占地。

(2) 长期租地包括架空线路铁塔占地。

(3) 临时性占地包括风机安装场地占地（扣除风机和箱变部分面积）、集电线路电缆用地、场内检修道路超出 3.5 米宽部分占地和施工临时设施占地。

(4) 永久性征地面积按以下方法测定：

(a) 风机组基础和箱变基础：单台风机基础按 478m^2 征用；单台箱变基础按约 38m^2 征用；

(b) 场内检修道路 3.5 米宽部分占地面积为永久性征地，面积按照 26075m^2 征用。

(5) 长期租地面积按以下方法测定：

(a) 架空线路单回路耐张 5 基，单基 100m^2 ；单回路直线 3 基，单基 64m^2 ；双回路耐张 7 基，单基 121m^2 ；双回路直线 5 基，单基 81m^2 ，共 1944m^2 。

(6)临时性用地面积按以下方法测定：

(a)吊装场地占地：按 50m×60m（部分机位受限于地形情况高于此值）计算面积并扣除风机基础和箱变基础占地，共 19872m²；

(b)直埋集电线路占地：集电线路路径长度 2100m，按长度×1m 宽计算；

(c)场区检修道路的超出 3.5 米宽部分临时占地，共计 64225m²。

(d)施工临建区占地面积按照 2000m²。

(d)弃渣场占地面积暂按 20000m²。

根据施工总布置要求，本工程施工永久用地 30203m²（45.3 亩），长期租地面积 1944m²（2.92 亩），施工临时用地 109553m²（164.3 亩）。

表 9.4-1 工程建设用地表（m²）

项目名称	工程永久征地	长期租地	施工临时用地
风机基础（8 个）	3824	/	/
箱变基础（8 个）	304	/	/
风机安装场地	/	/	19872
场区新建检修道路	26075	/	64225
架空线路铁塔	/	1944	1356
直埋集电线路	/	/	2100
施工临建区	/	/	2000
弃渣场	/	/	20000
总计	30203	1944	109553

9.5 主体工程施工

9.5.1 道路施工

本风电场新建场内检修道路长约 7.45km。公路土方采用挖掘机开挖。用推土机集料，装载机配 5t 自卸汽车运至道路填方部位或相应的临时堆土场，并根据现场开挖后的地质条件，在需要路段砌筑挡墙。路段的土石方填筑以推土机或 5t 自卸汽车将土石方推运至工作面，以推土机反复分层碾压至设计密实度。

9.5.2 基础施工

9.5.2.1 风机基础施工

本工程风电场共有 8 个混凝土基础及安装场地，初拟采用直径为 22.6m 的圆形钢筋混凝土天然基础，埋深 4.2m。风电机组安装场地为土方开挖与填筑，风电基础开挖产生的土石方尽可能就近安装场地填筑碾压，多余土石方向外调配或者运至临时堆土场。

根据永久建筑物布置方案，风电机组混凝土基础的基础底部高程均位于山丘顶部，

远高于地下水位，施工过程中不需要进行降水处理。施工时利用直接开挖的天然地基作为持力层，开挖至风机基础底标高，碾压密实，再进行基础的混凝土施工。

在雨季施工时的工作面不宜过大，应逐段、逐片的分期完成，雨量大时，应停止大面积的土方施工；基础挖到标高后，及时验收并浇筑混凝土垫层；如被雨水浸泡后的基础，应做必要的挖方回填等恢复基础承载力的工作；重要的或特殊工程应在雨期前完成任务。为防止基坑浸泡，开挖时在基坑内作好排水沟、集水井并组织必要的排水力量。对雨前回填的土方，及时进行碾压并使其表面形成一定的坡度，以便雨水能自动排出；对于堆积在施工现场的土方，在四周做好防止雨水冲刷的措施。

在冬季施工时，混凝土工程混凝土原材料中水泥优先选用普通硅酸盐水泥，水泥标号不应低于 425 号，骨料应清洁干净，不得含有冰、雪、冻块及其他易冻裂物质。拌制混凝土所用的材料都应保持正温，搅拌站散装水泥罐缠裹保温材料，在通过对混凝土原材料加热来提高混凝土出机温度和入模温度的方法中，优先选用加热水的方法，水温一般控制在 60℃ 以下。

混凝土防冻剂掺量应根据气温情况经试验确定，保证能正常施工且混凝土在达到临界强度前不会被冻坏。已浇筑的混凝土应及时养护以防早期受冻，混凝土受冻前的临界强度应符合《建筑工程冬期施工规程》（JGJ104-2011）中的有关规定。当采用硅酸盐水泥或普通硅酸盐水泥配制混凝土时，其受冻临界强度为强度标准值 30%。当采用矿渣水泥配制混凝土时，其受冻临界强度为其强度标准值的 40%。

遇有大风降温及严寒天气时，不得浇筑混凝土，待气温回升后再浇混凝土。对已浇筑的混凝土达临界强度前遇有大风降温天气时，必须加厚混凝土覆盖层进行保温防冻。混凝土达到规定强度后，才拆除模板支撑。

钢筋工程：当温度低于 -20℃ 时，不得对低合金 II、III 级钢筋进行冷弯操作，以避免在钢筋弯点处发生强化，造成钢筋脆断。当环境温度低于 -20℃ 时，不宜进行施焊。钢筋在负温焊接时，焊条提前烘烤，保持干燥，现场使用焊条存放于保温桶中。雪天或施焊现场风速超过 5.4m/s（3 级风）焊接时，应采取遮蔽措施，焊接后的接头应避免碰到冰雪。

安装工程设备运至施工现场后，采取防寒防冻措施，按设备厂家要求执行。材料设备存放堆放场地必须平整、坚实，不得产生不均匀沉降，地面不能由于天气转暖而下沉，堆放高度不宜太高。室外堆放的设备和材料，应做好防雨雪和霜露措施，底部应垫高。

对有保温要求的材料设备，应按厂家说明书和规范进行保温存放，尽量存于室内。

风电机基础混凝土施工采用薄层连续浇筑形式，浇筑层厚 0.3m。混凝土采用 3m³ 混凝土搅拌运输车自拌和系统运至混凝土浇筑点，泵车入仓，人工振捣浇筑。

风电机基础混凝土施工工艺流程如下：风机基础混凝土施工工艺流程如下：浇筑仓面准备(立模、绑钢筋)→质检及仓面验收→混凝土配料→混凝土搅拌→搅拌车运输→混凝土泵车入仓→平仓振捣→覆盖层保温→洒水养护→拆模→质量检查→修补缺陷→土方回填。

大面积的混凝土浇筑前，了解 2~3 天的天气预报。尽量避开大雨。混凝土浇筑现场要准备大量的防雨材料，以备浇筑时突然遇雨进行覆盖。遇到大雨停止浇筑混凝土，已浇筑的部位加以覆盖。雨后及时对已经浇筑的混凝土采取相应措施，恢复浇筑。

9.5.2.2 箱式变基础施工

箱式变基础采用砖混条形结构基础。在风电机组基础浇筑完成后，利用风电机组基础浇筑设备进行箱变基础施工。基础土方开挖边坡采用推土机或反铲剥离集料，一次开挖到位，为尽量避免基底土方扰动，基坑底部留 30cm 保护层，采用人工开挖。

9.5.3 集电线路施工

9.5.3.1 架空线施工

35kV 架空线路是连接风电场箱式变电站到 110kV 升压站的集电线路。风电场集控光缆与 35kV 架空线路同杆架设。架线施工说明如下：

(1) 本项目在分坑前，必须复测杆位、杆高及档距，以及交叉跨越物，对危险地段应复点复测。

(2) 导、地线的紧线工序应在基础强度达到设计要求，耐张段内所有杆塔检查合格后方可进行。

(3) 在通过岩石或较坚硬的地段须在导地线通过之处垫置草袋（稻草）或其它较软的保护物，以防导地线磨损。当导地线有损伤时按国标《110-500kV 架空电力线路施工及验收规范》GBJ233-90 有关条款处理。

(4) 导地线施工弧垂应按当时气温、代表档距、由安装架线曲线数据表查得，若施工气温与曲线表所列的气温不同时，可用插入法，推算出施工弧垂。

(5) 紧线后导地线应及时安装防震锤，以免导地线损伤，悬垂绝缘子串的悬垂线夹应保持铅垂方向，在高差大，档距悬殊的地段紧线后绝缘子串应进行调整。

(6) 本项目所有耐张及转角杆塔的跳线的制作应根据各转角的不同情况在现场实际取值, 挂线后成悬链状, 且保持跳线对各接地体间隙不得小于 1m 对横担下水平面不得小于 1.3m。

(7) 线路完工后所有杆塔均应标明杆号, 为了区别线路相序, 应在每基耐张及转角杆塔上挂上相序牌作标志。A 相-黄色, B 相-绿色, C 相-红色。

9.5.3.2 直埋电缆施工

(1) 放样画线

根据设计图纸和复测记录, 按照设计单位提供的图纸和现场地形地貌的特点, 测量电缆径路, 在满足设计要求的前提下, 选择便于缆沟开挖的径路为原则决定拟敷设电缆线路的走向, 然后进行画线。画线时应尽量保持电缆沟顺直, 主要采用划双线, 拐弯处的曲率半径不得小于电缆的最小允许弯曲半径。

(2) 电缆沟开挖

按定测径路划双线采用机械开挖。在道床边开挖时用彩条布进行防护, 避免污染道碴。

电缆线路径路测量严格按设计确定的径路进行, 测量采用百米钢尺。在查明的地下管线缆径路上设立标志。

电缆沟开挖采用机械进行开挖, 电缆沟开挖完成后, 会同现场监理工程师对电缆沟进行检查, 在监理工程师签字认可后, 方可敷设电缆。同时准备好直埋电缆防护用料及电缆标志桩。

(3) 电缆敷设

电缆到货后按规定进行外观检查和绝缘电阻试验、直流耐压试验及泄漏电流试验, 检查电缆线路的相位, 保证电缆的电气性能指标合格, 方可运抵现场。

敷设电缆之前, 应对挖好的电缆沟认真地检查其深度、宽度和拐角处的弯曲半径是否合格, 保护管是否埋设好, 管口是否已掰成喇叭口状, 管内是否已穿好铁线或麻绳, 管内有无其他杂物。当电缆沟验收合格后, 方可在沟底铺上 100mm 厚的细土或沙层, 并开始敷缆。

采用人工敷缆法时, 电缆长、人员多, 因此对动作的协调性要求较高。为了提高工作效率, 应设专人指挥 (2~3 人, 其中一人指挥), 专人领线, 专人看盘。在线路的拐角处, 穿越公路及其他障碍点处, 要派有经验的电缆工看守, 以便及时发现和处理敷缆

过程中出现的问题。敷缆前，指挥者应向全体施工人员交待清楚“停”、“走”的信号和口笛声响的规定。线路上每间隔 50m 左右，应安排助理指挥一名，以保证信号传达的及时和准确。

（4）电缆防护

电缆在沟内摆放整齐以后，上面应覆盖以 100mm 厚的细沙或软土层，然后盖上保护盖板（砖）。保护盖板内应有钢筋，厚度不小于 30mm，宽度以伸出电缆两侧 50mm 为准。当采用机制砖作保护盖板时，应选用不含石灰石或砂酸盐等成分（塑料电缆线路除外）的砖，以免遇水分解出碳酸钙腐蚀电缆铅皮。

电缆一般采用交联聚乙烯铠装铜芯电缆，过路应有穿管保护，每处穿管过路采用两根钢管保护管（一根穿缆、一根备用），并在保护管两端各设电缆工作井一处。穿管采用热镀锌直缝钢管，内径应不小于管内电缆外径的 1.5 倍，管壁厚度 $\geq 4\text{mm}$ ，路基以下的接头应采用钢性连接。保护管延长不得小于线路中心外 5.0m，有排水沟时应延至沟边外大于 2.0m 处。路下钢管埋深距路基面不得小于 1.0m。

（5）缆沟回填

电缆敷设好后，回填前先自检合格后，再通知监理工程师进行检查，检查合格并书面签认后，才能进行下道工序。沟槽回填应分层压实，回填时，沟槽中不得有积水，回填材料中不允许用腐植土、垃圾、胶泥等不良材料回填，应符合设计要求及施工规范要求，电缆沟回填土分层夯实，每回填 20-30cm 夯实一次，并应作有堆高防沉土层，整条缆沟培土应高于自然地面，中间部分高出 20~30cm 向两边呈斜坡，保证降雨后自然下沉。

9.5.4 升压站施工

9.5.4.1 电气设备

电气设备安装前，屋顶、楼板应施工完毕，不得渗漏，屋内地面的基层施工完毕。变压器就位时，变压器基础轨道应水平；密封处理法兰连接处应用耐油密封垫密封，法兰连接面应平整、清洁；有载调压切换装置安装时传动机构应固定牢靠，连接准确，操作灵活，无卡阻现象，摩擦部分涂以润滑油；屏、箱、柜以及可开启的门，都应用裸铜线与接地的金属构架可靠接地。接地闸刀下端可通过扁钢或铜排与地网直接相连接。电气设备的施工技术要求按国家有关标准执行，其标准如下：

- 1) 《电气装置安装工程盘、柜及二次回路结线施工及验收规范》（GB50171）；

- 2) 《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)；
- 3) 《电气装置安装工程电缆线路施工及验收规范》(GB50168)；
- 4) 《电气装置安装工程电气照明装置施工及验收规范》(GB50168)；
- 5) 《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》(GB50168)。

9.5.4.2 电缆敷设

所有控制电缆和电力电缆的施工，按设计要求和相关规范进行。电缆敷设要先开挖电缆沟，将沟底用沙土垫平整，电缆敷设后填埋一层沙土，再用红砖压上，上部用碎石土回填夯实。

电缆沟采用 0.5m³ 反铲挖掘机配合人工开挖，开挖土石就近堆放，用于后期回填。砂土回填为人工回填，压实采用蛙式打夯机夯实。电缆沟土石方挖填可自身平衡。

9.5.5 风力发电机组安装

本工程推荐方案选择的风力发电机组单机容量为 6.25MW。由于不同厂家和不同型号的风电机组的重量、尺寸等不相同，但基本类似。因此下面就推荐风电机组的常规安装方法做以叙述以供参考。此方法特点是准备工作时间短、吊装快、运用灵活。本风电场工程推荐风力发电机组的吊装大件设备主要有塔筒、机舱、发电机、轮毂与叶片等，最重大件设备为机舱（包含发电机）约 130t，最长风机设备叶片长约 108m。

9.5.5.1 吊装设备选择

经综合考虑，选用 1000t 履带吊和 300t 辅助汽车吊相互配合完成风机的吊装，安装时应在厂家专门技术人员的指导下进行。为了保证吊车吊臂在起吊过程中不碰到塔架，应保证起重机有大于 50×60m 的工作场地空间，在风电场内应有存放零配件或小型吊车的足够场地。

表 9.5-1 起吊安装方案主要机械设备表

序号	设备名称的规格	数量	主要用途
1	1000t 履带吊	2 台	塔筒、机舱、转轮的吊装
2	300t 全液压汽车吊	2 台	风电机组部件的卸车、塔筒抬吊、转轮组装和汽车吊的组装等

9.5.5.2 安装方案

本风电场所用风电机组中，6.25MW 风电机组轮毂高度为 125m，吊装上段及机舱、轮毂、叶片，以起重量为 1000t 履带吊为主，同时用一台 300t 汽车吊车配合。

（1）塔架吊装

用一台 300t 汽车吊车吊住塔架的底法兰处，另一台 1000t 履带吊吊住塔架的上法兰处，两台吊车同时起钩离开地面 0.5m 后，1000t 吊车起钩并旋转大臂，当塔架起吊到垂直位置后，解除 300t 吊车的吊钩，然后用 1000t 吊车将塔架就位到基础预埋螺栓上，进行塔架对口、调平、测量塔架的垂直度，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 1000t 吊车的吊钩。

（2）机舱的吊装

机舱在安装过程中要严格按照设计图纸、安装说明书和要求，以及安装规程进行，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 1000t 吊车进行吊装。用专用吊具兜住设备的后底部并用"U"型卡环与钢丝绳连接，另一点用设备自带的吊装吊具将发电机的前部转子与钢丝绳连接。设备的三点连接固定好后与吊车的挂钩连接。准备好后先进行试吊，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。起吊的过程中，设备的四角分别用四根绳索控制设备的旋转方向。当设备起吊到塔架顶部高度后，缓慢地将设备与塔架顶部的螺栓孔对齐后就位，并按要求将螺母紧固到设计力矩，然后吊车开始脱钩。

（3）轮毂的吊装

1) 拆除运输支架：主、辅起重机同步提升，使吊带绷紧受力，拆除轮毂运输支架。

2) 主、辅起重机继续提升，距离地面约 800mm 后辅助起重机保持原高度不变，主起重机继续提升，使轮毂导流罩总成逐渐翻转。

3) 主、辅起重机下降，距离地面约 300mm 后停止，辅助起重机松钩，拆除辅吊具上的 50t/8m 环眼型吊带。4t/4m 环形吊带保留在吊具上，后续拆卸吊具时使用。在辅助吊具两侧各系上一根缆风绳。检查、清洁轮毂导流罩总成与机舱连接的安装面。

4) 主起重机提升，将轮毂导流罩总成提升至与机舱对接位置的高度，起吊过程采用缆风绳控制轮毂导流罩总成稳定。

5) 如螺栓安装孔内预先插入风轮与机舱连接螺栓。退出高速轴风轮机械锁紧装置，开启盘车装置盘车，插入的螺栓转至正下方。注意主轴盘动过程中防止插入的螺栓与其它部件干涉。

6) 在主轴法兰的左右两侧各插入 1 根安装导向棒，待轮毂导流罩总成与主轴连接螺孔 对准后快速拧入上半圈的连接螺栓（不加预紧力），和下方的螺栓。

7) 用手动棘轮扳手或电动扳手紧固已拧入的螺栓，确保轮毂导流罩总成和主轴结合面正 确装配且所有螺栓均能正常拧紧，拆除安装导向棒。

8) 用液压扳手将已安装的螺栓对称交叉拧紧并做好标记。

9) 插入高速轴机械锁销，施工人员进入轮毂内，拆除轮毂导流罩翻身主吊具，紧固 件随 主吊具一起由主起重机吊回地面。将之前拆除的变桨轴承连接螺栓，螺纹和螺栓 头支撑 面重新涂抹二硫化钼，分次紧固。

10) 启动盘车装置盘动 180°，将剩余螺栓对称交叉拧紧并做好标记。

11) 退出高速轴机械锁销，启动盘车装置将辅助吊具盘至正上方，然后插入高速轴机 械锁 销。拆除辅助翻身吊具。

12) 启动盘车装置，将全部螺栓以最终力矩按对称交叉紧固。

13) 辅助吊具拆除后，螺纹孔内涂刷防锈油脂，孔口用堵头封堵，外侧打胶固定即 可。

14) 安装吊装口盖板。用胶枪在安装结合面上均匀涂抹一层密封胶，重新装回、拧 紧。

（4）叶片的吊装（单叶片吊装）

1) 单叶片吊具安装

叶片由转运车运至现场，在叶片吊装前，查看叶片重心前后吊点的前后缘位置，水 平方向后缘不得低于前缘，如不符合需旋转叶片，将叶片姿态调整到符合要求；安装重 心吊点左右两侧后缘护板；单叶片吊具移至叶片重心上方合适位置；引导绳穿过后缘护 板，两头与叶片吊具连接固定；扁吊带从叶片底部穿过，两头与吊具脱钩器连接；4 个 工作悬臂上捆绑缆风绳； 根据叶片型号，选择正确的叶尖、叶根挂点。

2) 叶根螺栓安装

主起重机起钩，吨位显示为吊具加叶片重量之和，拆除叶根处转运螺栓，叶片脱离 转运车；安装 O 型密封圈

3) 叶尖护套、缆风绳安装

安装叶尖护套及缆风绳：将叶尖护套安装在叶片溜尾吊点或叶尖吊点处，左右两侧 各捆绑一根缆风绳；安装叶根缆风绳，在叶根两侧螺栓各捆绑一根缆风绳。

4) 盘动轮毂

盘动轮毂：退出高速轴机械锁销，启动盘车装置，将未装轮毂防护板的桨叶对接口盘至水平位置，插入高速轴锁销，锁定轮毂。

5) 单叶片起吊对接

观察叶片自然受力时叶根状态，可通过遥控器调整前后吊点的电动葫芦来调整叶根法兰与地面之间的垂直度；用遥控器控制单叶片吊具的叶根、叶尖压板，使其作用于叶片上的力为 2-2.5t。如叶片 PS 面上有压板下压区域标识，需将压板压在该区域内；提升叶片，直至到达轮毂中心高度，期间可通过缆风绳稳定叶片；叶根螺栓对准孔位后穿入变桨轴承。

(5) 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 10m/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) 有大雾能见度低于 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。

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。

9.5.6 吊装平台施工

1) 风机安装平台最小尺寸按 60×50m 考虑，根据现场实际地形平台大小及形状做适当调整，根据现场地质情况场地开挖预留 0.5%~2%的排水坡度。

2) 根据现场地质情况分析，在条件允许下，吊装平台尽量做到挖填平衡，安装平台多数地处山顶，平台挖方区以岩质或碎石、块石土为主，边坡主要采取坡率法进行治理，挖方边坡坡率采用 1: 0.5，填方边坡坡率采用 1: 1.5；同时，当开挖遇地质条件较好的岩石边坡时，可根据现场实际情况和相关规程规范，适当放小开挖边坡坡率。

3) 部分平台可能会形成大于 5m 的高边坡，此时应与地质人员共同对边坡稳定性进行评价，确定是否需要其他处理方式，如需处理则现场根据实际情况再做决定。

4) 砂、石作为回填料时，应级配良好，不含植物残体、垃圾等杂质。在地基主要受力层范围内进行回填时，必须分层碾压夯实，每层厚度不超过 300mm，要求压实系

数为 0.94~0.97（应在每层的压实系数符合设计要求后方可铺填上一层）；最优含水量控制在 $WOP \pm 2\%$ 的范围内，因此应先进行现场试验，求出符合设计要求密实度条件下的最优含水量、碾压遍数、行走速度等数据，以指导施工，确保回填土压实质量，满足地基承载力要求。

5) 回填土质量检验必须分层进行，回填土的施工质量检验可采用重型动力触探检验，应检验每层的压实系数，当压实系数符合设计要求后，才能铺填上一层。检验（砾砂、圆砾）回填土施工质量时，应通过现场试验以设计压实系数所对应的贯入度为标准检验。确保提供场地地基承载力的准确性。

6) 当场地开挖完成后，为防止场地汇水进入基坑内影响基础施工，应在挖方边坡坡脚开挖土质排水边沟，边沟横断面尺寸 500×500mm，沟内坡率 1: 0.75，沟内侧用 1:3 水泥砂浆封闭，将汇水引至平台外；待工程完工后，根据实际情况，在风机基础周边范围内，砌筑横断面尺寸为 400×400mm，沟壁、底厚度 300mm 的浆砌片石排水边沟。

9.5.7 土石方工程

本工程土石方开挖量主要来源：风电场检修道路、风电机组基础和吊装平台等的开挖土石方。为节约投资，在尽可能减少工程土石方工程量的基础上，本项目的土石方尽量保持挖填平衡，现场开挖多余石方可用于厂区检修道路的挡土墙及边沟砌筑，其余多出的土方按弃渣处理。

本项目的土石方工程量详见下表。

表 9.5.6-1 风电场土石方一览表

项目	挖方 (m ³)	填方 (m ³)	弃方 (m ³)
风机吊装平台	121000	49000	72000
风机基础	23050	15830	7220
检修道路	130860	61417.5	69442.5
合计	274910	126247.5	148662.5

从表 9.5.6-1 可看出，本工程产生弃方约为 14.8 万 m³，弃渣应根据当地相关部门要求，选择较近的地点弃渣。本项目拟设置一个弃渣场，多余弃渣均通过汽车运送至指定弃渣场地。

9.6 施工总进度

9.6.1 编制原则

本工程施工总进度根据风电机组土建及机组安装施工程序，参照国内已建及在建风电场的施工工期和强度指标，选用先进的施工设备和工艺，按国内平均先进施工水平进行编制，力求加快建设速度，缩短首台机组发电工期。

根据风电机组分期、分批逐台建设依次投产的特点，合理安排场内交通道路、土建与机电安装的施工程序，使土建、安装工程施工进度做到连续、均匀有序地进行，以降低施工高峰强度，提高经济效益。

9.6.2 总进度安排

本工程施工项目主要包括：风电场场内施工道路、110kV 升压站内设备安装、风电机组及箱变基础、风机安装平台施工、箱变和风力发电机设备安装、场内集电线路及通讯等。

施工工期由施工准备期和主体工程施工期两部分组成，施工准备期主要包括场内施工道路前期、临时生产、生活设施的修建。主体工程施工期主要包括场内施工道路、110kV 升压站及场内集电线路、风电机组基础和安装场地、机组安装施工。

本工程施工工期计划为 10 个月。

1) 从 7 月 1 日开工，施工准备期为 20 日。施工准备期的主要工作内容包括：临时生产生活用房修建、临时场地平整等；

2) 从 7 月 15 日起进行场内施工道路修建，8 月中旬完成，工期约 2 个月；

5) 从 8 月 1 日起进行风机安装平台、风机基坑开挖工作，10 月底完成，工期 3 个月；

6) 从 9 月 1 日起进行风电机组及箱变基础混凝土浇筑及集电线路施工，12 月底完成，工期 4 个月；

4) 从 11 月 1 日起进行升压站建安施工，12 月底完成，工期 2 个月；

7) 从 12 月 1 日起进行风电机组安装及场内电缆敷设、电气安装调试，3 月底完成，工期 4 个月；

8) 从 2 月 1 日起进行风电机组调试，4 月底完成，工期 3 个月；

9) 从 4 月初~4 月底进行扫尾工作及竣工验收，工期 1 个月。

9.7 施工资源供应

表 9.7-1 主要施工机械设备表

序号	施工机械名称	参考型号	数量
1	挖掘机	小松 PC300-5 (斗容 1.5m³)	12 台
2	装载机	国产 ZL-50 (斗容 3m³)	10 台
3	推土机	国产 TY200	6 辆
4	潜孔钻		4 台
5	自卸式运输车	国产 CQ30290(载重量 17T)	20 辆
6	运水车、洒水车	东风 1208 (容积 20m³)	3 辆
		东风 EQ145 (容积 10m³)	3 辆
7	压路机	国产 YZF14 震动型	5 辆
8	手风钻	φ50	20 台
9	空压机 (配柴油机)	10m³/0.8Mpa	10 台
10	振动打夯机	HZR400	6 台
11	1000T 履带吊		2 辆
12	300t 汽车吊	LMT1300-4.1	2 辆
13	手工电弧焊机	ZX7-315	10 台
14	混凝土插入式振动器	ZX-70	16 台
15	柴油发电机	35kW	2 台
		75kW	1 台
16	振动凸块碾	自行式	2 台

10 环境保护与水土保持

本工程的环境影响评价和水土保持方案工作目前尚未开展，本阶段依据国家及行业有关法律、法规、标准及规范初步提出工程污染防治和水土保持措施，最终设计以本工程环境影响评价报告和水土保持方案报告的评价结论及其批复意见为准，并在下一设计阶段予以修改补充。

10.1 环境保护

10.1.1 设计依据

10.1.1.1 环境保护设计依据

- 1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 1 月 1 日；
- 2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日；
- 3) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，2018 年 12 月 29 日；
- 4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2017 年 6 月 28 日；
- 5) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日；
- 6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 9 月 1 日；
- 7) 《建设项目环境保护管理条例》，国务院令第 682 号，2017 年 10 月 1 日；
- 8) 《中华人民共和国水土保持法》，2011 年 3 月 1 日；
- 9) 《风电场工程建设用地和环境保护管理暂行办法》，发改能源〔2005〕1511 号；
- 10) 《甘肃省环境保护条例》，2020 年 1 月 1 日。

10.1.1.2 执行标准

- 1) 《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准；
- 2) 《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）新污染源二级排放标准；
- 3) 《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准；
- 4) 《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）1 类标准；
- 5) 《建筑施工场界噪声排放标准》（GB12523-2011）；
- 6) 《城市污水再生利用绿地灌溉水质》（GB/T25499-2010）。

10.1.2 环境现状

10.1.2.1 环境质量现状

（1）大气环境质量

根据《2024 年甘肃省生态环境状况公报》，项目所在白银市：白银市 2024 年 SO₂、

NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 年均浓度分别为 $30\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $20\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $50\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $27\mu\text{g}/\text{m}^3$ ； CO 日均值为 $1.4\text{mg}/\text{m}^3$ ； O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 $138\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值。

（2）地表水环境质量

项目所在区域周围无水体，均为裸土地。

（3）声环境质量

根据《2024 年甘肃省生态环境状况公报》，2024 年白银市区域声环境质量等级为“二级”，声环境质量为“较好”。

（4）生态环境状况

根据《2024 年甘肃省生态环境状况公报》，2024 年全省生态质量指数（EQI）为 46.33（三类），低于全国生态质量指数 59.95（二类），同比 2023 年（46.00）上升 0.33，生态质量有所改善。白银市生态质量为三类。

10.1.2.2 环境保护目标

根据《景泰县“三线一单”生态环境分区管控方案》，本项目位于一般管控单元，项目周围无珍稀动植物资源、自然保护区、风景旅游区、国家、省、市级重点保护单位和军事设施。

本项目属于清洁能源发电项目，项目建设不会对环境产生不利影响，符合“三线一单”管控要求。

10.1.3 施工期环境保护

10.1.3.1 水环境

施工期污水主要为生产废水和生活污水。施工产生的生产废水包括混凝土搅拌机冲洗废水和机械冲洗废水，含有 SS、碱性物质、石油类等。生活污水主要来自施工人员的生活区，主要为洗涤废水和粪便污水等，污染物主要有 CODCr 、 BOD_5 及 SS 等。按施工高峰 120 人，生活用水量按 $100\text{l}/\text{d}\cdot\text{人}$ 计，污水量取用水量的 80%，则产生污水量为 $80\text{l}/\text{d}\cdot\text{人}$ ，则高峰污水排放总量约为 $9.6\text{t}/\text{d}$ 。

在临时生活区内设置一座化粪池，粪便污水经化粪池处理后，就地绿化浇灌，化粪池定期清挖。根据施工产生的废水量，在施工场地内设置相应容积的沉淀池，以处理混凝土搅拌及车辆冲洗废水，经充分停留后，上清液外排，利用土壤自然净化处理，淤泥妥善堆放。

10.1.3.2 大气环境

根据施工粉尘污染排放源低、颗粒物粒径较大，对环境空气的影响主要局限在一定范围内；废气污染物排放相对集中，但排放量小的特点，主要措施为：

- 1) 施工作业面、运输线路洒水，运输车辆加盖防尘布。
- 2) 对临时堆放的土石料用土工布等作适当遮护，保持土石一定的湿度。

10.1.3.3 声环境

从噪声源控制和敏感对象保护方面着手，最大限度减少施工噪声。

- 1) 加强施工用具管理，选用低噪声设备和工艺，可从根本上降低源强。
- 2) 加强设备的维护和保养，保持机械润滑，减少运行噪声。同时加强管理，以减少因施工设备维护和保养不当产生的噪声。
- 3) 加强施工时段管理：做好计划，合理安排升压站的施工时间，尽可能缩减升压站的施工时间；在升压站施工的时候，严禁手风钻的夜间施工，并尽可能将高噪声设备设在远离居民集中的地方；确需夜间施工，应取得当地环保部门的同意并张贴公告告知附近居民。

10.1.3.4 固体废弃物

项目的固体废弃物主要是施工弃渣和生活垃圾。施工期建筑垃圾和弃渣严禁随意堆放，应及时运至工程设置的弃渣场处置，并采取挡护、排水等措施进行防护，施工结束后及时进行场地平整、绿化，防止水土流失。在施工期由于施工人员多而且较为集中，将会产生一定量的生活垃圾，这些生活垃圾可对环境产生一定的污染，对公共卫生及公众健康会带来不利影响。施工期产生的生活垃圾可定期收集后统一送往指定的垃圾处理处置场所集中处置，对周围环境无不良影响。

10.1.3.5 生态环境

风机安装场地属裸土地，有少量低矮植被覆盖；施工时应采用工程护坡措施；尤其在道路开挖时，应妥善处理弃土，合理选择弃渣场或临时堆土场，并采用挡墙、拦渣坝、护坡、排水沟等工程措施和撒播适合当地高山生长的草种及灌木混合种等植物措施，以达到保土固沙目的，开挖后的土石方应尽量回填利用，减少弃渣量。施工结束后，临时施工借地及时清除建筑垃圾，场地按原土地利用方式，采用适宜当地草种和树种进行植被恢复，做好工程建设后的生态恢复工作。加强施工人员的生态教育，提高施工人员保护植被的意识。

10.1.4 运营期环境保护

10.1.4.1 水环境

运营期污废水主要为升压站管理人员的生活污水。运营期生活污水处理方案同施工期采用生化处理工艺，其中地埋式生活污水处理设备已考虑永临结合，施工期已建成运行，处理后的生活污水不外排，考虑处置后满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）三级标准后纳管排放或定期清运。

10.1.4.2 声环境

风电机在运转过程中产生噪声主要包括叶片扫风产生的噪声和机组内部的机械运转产生的噪声。单机噪声功率级约为 106dB，升压站主变噪声源强约为 60dB（2m 处）。本工程风机距离敏感目标均在 500m 之外，风机于敏感点处产生的噪声均可满足《声环境质量标准》（GB3096—2008）1 类标准（昼间标准值：55dB，夜间标准值：45dB）要求。因此工程风机噪声对周围敏感点没有特别关注的不良噪声影响。110kV 升压站周围没有敏感点，升压站采取户外布置，升压站厂界噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》1 类标准（昼间 55dB/夜间 45dB）要求。因此，工程噪声对周边区域噪声环境没有特别关注的不良影响。

10.1.4.3 固体废弃物

本项目正常生产情况下产生的固废主要为风电场内风机箱变和升压站变压器检修时产生的废润滑油、废变压器油。

项目在运营期风机、箱变等设备检修时产生的少量废润滑油属于危险废物，项目升压站内设有一间危险废物暂存仓库，面积约 5m²，设备检修废物暂存于危废暂存间后，及时交由有危险废物处理资质的单位进行收集处置，不外排。

升压站主变压器下布有油坑和卵石，并配套建设事故油池一座，检修排油通过排油管道排入事故油池内。变压器油属于危险废物，建设单位后期将废油交由有资质的单位收集处置，不外排。

项目风电场内选用的箱式升压变压器为油浸式变压器，产生的废机油为危险废物。本项目在每台箱变下设有油挡，做防渗处理，当变压器检修时，可满足排油要求。排放的废油收集后暂存于升压站内的危险废物暂存间，交有资质单位收集处置，不外排。

10.1.4.4 生态环境

风电场运营期生态影响主要是对鸟类的影响。多数鸟类在飞近风电场区域时，旋转

的巨大叶片对它们来说是一个强烈的刺激信号，它们能够成功改变迁徙路线以避免塔柱和扇叶，并且白天比夜晚更能精确地改变飞行方向，因而鸟类在日常迁徙活动中撞击扇翼、风机事件概率较小。尽管如此，根据已建风电场的经验，鸟只撞机事故仍时有潜在发生的危险。因此需采取风机叶片涂装橙色与白色相间的警示色的方法减少风机运行对鸟类迁徙的影响。

10.1.5 环境管理与监测计划

1) 环境管理

工程建设主管部门和地方环保行政主管部门按有关法律法规对工程环境保护工作进行监督和管理。

工程设兼职环境监理人员 1 人，施工期负责监督检查环保措施的实施情况及质量，并接受有关部门的监督和管理；运营期负责风电场的环境管理工作，检查运营期环保措施，确保环保设施的正常运行。

2) 环境监测

根据风电场环境特点及工程特征，制定简要环境监测计划见表 10.1-1。

表 10.1-1 主要环境监测计划表

监测内容	监测位置	监测时间、频率	监测项目
噪声	单台风机外 300m，升压站厂界	竣工验收 1 次	Leq 昼夜

10.1.6 结论

本项目组成、选址、布局、规模、工艺总体可行；施工及运营期各种污废水可得到综合利用；各种固体废弃物可得到合理处置；噪声及大气污染物均可达标排放，项目还将严格按照环评报告要求做好生态保护措施。从环境保护角度分析，本项目的建设是可行的。

10.2 水土保持

10.2.1 设计依据

水土保持设计主要依据的规程规范有：

- 1) 《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席令第 39 号，2010 年 12 月 25 日修订）；
- 2) 《甘肃省水土保持条例》（2012 年 8 月 10 日）；
- 3) 《生产建设项目水土保持技术规范》（GB50433-2018）；
- 4) 《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/50434-2018）；

- 5) 《水土保持综合治理技术规范》GB/T16453.1~16453.6~2008;
- 6) 《开发建设项目水土保持设施验收技术规程》(GB/T22490-2008);
- 7) 《土壤侵蚀分类分级标准》(SL190-2007);
- 8) 《生产建设项目水土保持监测与评价标准》(GB/T51240-2018);
- 9) 《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》(水利部水保〔2013〕188 号);
- 10) 《甘肃省人民政府关于划定省级水土流失重点预防区和重点治理区的公告》(甘政发〔2016〕59 号);
- 11) 《甘肃省水土保持规划(2016-2030)》(甘政函〔2016〕189 号);
- 12) 《甘肃省发展改革委员会、甘肃省财政厅、甘肃省水利厅关于水土保持补偿收费标准的通知》, 甘肃省发展改革委员会、财政厅、水利厅, 甘发改收费[2017]590 号。

10.2.2 工程区水土流失现状

10.2.2.1 水土流失现状

根据《全国水土保持区划》和《甘肃省水土保持规划(2016-2030)》, 项目区属西北黄土高原区-甘宁青山地丘陵沟壑区-陇中丘陵沟壑蓄水保土区, 土壤侵蚀类型区属西北黄土高原区。容许土壤流失量为 $1000\text{t}/\text{km}^2\cdot\text{a}$ 。景泰县属水力侵蚀与风力侵蚀交错地带, 土壤侵蚀类型以水力侵蚀为主, 伴有季节性风力侵蚀, 属中度侵蚀区。

根据《2023 甘肃省水土保持公报》统计水土流失数据显示, 全县总面积 5483km^2 , 其中水土流失面积为 2150.64km^2 。在水土流失面积中轻度侵蚀面积 1835.54km^2 , 中度侵蚀面积 280.07km^2 , 强烈侵蚀面积 30.61km^2 , 极强烈侵蚀面积 4.39km^2 , 剧烈侵蚀面积 0.03km^2 。

10.2.2.2 水土流失防治目标及防治责任防治范围

根据《甘肃省人民政府关于划定省级水土流失重点预防区和重点治理区的公告》(甘肃省人民政府, 甘政发〔2016〕59 号)、《白银市人民政府关于划定市级水土流失重点预防区和重点治理区的公告》(白银市人民政府, 市政发〔2019〕100 号), 项目区不属于各级确定的水土流失重点预防区和重点治理区。

依据《生产建设项目水土流失防治标准》(GB/T50434-2018), 本工程水土流失防治标准按西北黄土高原区二级标准执行。施工期防治目标为渣土防护率 85%, 表土保护率 85%。设计水平年防治目标为水土流失治理度 90%, 土壤流失控制比 0.75, 渣土防护

率 88%，表土保护率 85%，林草植被恢复率 90%，林草覆盖率 18%。

按照《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018），本工程的水土防治责任范围包括项目永久占地和临时占地。

10.2.3 水土流失危害分析

工程建设过程中，工程区征地范围内的地表将遭受不同程度的破坏，局部地貌将发生较大的变化，如不采取水土保持措施，工程区内新增水土流失将对区域土地生产力、区域生态环境及工程本身等产生不同程度的影响。工程建设期间可能造成水土流失危害表现为以下几个方面。

10.2.3.1 对区域生态环境的影响

（1）对植被的影响

风电场项目区原地貌植被主要为零星灌木，项目建设会使施工面的植被遭到破坏。

（2）对地貌的影响

项目建设区风机机组、升压站等永久建筑的施工建设中较大规模的土石方开挖都会对原地形产生严重扰动，改变原有地貌，可能增加滑坡、崩塌等重力侵蚀的发生的可能性。

（3）对土壤性质的影响

项目施工会使原地表土层受到破坏，再加上林草覆盖度降低，会使地表土壤理化性质下降、抗蚀能力减弱，水土流失剧增。

10.2.3.2 对工程本身可能造成的危害

项目有大量的土石方工程，基础开挖、路基的开挖填筑等施工行为严重影响了这些单元土层的稳定性，为水土流失的加剧创造了条件。特别是道路区域，对于可能发生滑坡、崩塌、泥石流等灾害的路段，由于路基的施工，如果防护不当可能会导致上述地质灾害活跃，如果不及时做好相应路段的治理，一旦灾害发生，将直接对工程施工的正常进行和道路运营安全造成严重影响。

10.2.3.3 风蚀对周围环境的影响

本风电场工程建设过程中，风蚀产生的颗粒物随气流进入大气会对周围环境和邻近区域的人们生产生活带来不利的影响。风蚀将造成空气中颗粒物含量增大，能见度降低，悬浮物降落影响农作物生长，间接影响当地农民收入；大量的颗粒物进入人及动物的呼吸道，会对人体健康带来危害。

10.2.4 水土保持措施

根据主体工程布局、施工扰动特点、建设时序、水土流失防治责任范围以及项目区可能造成水土流失特点等因素，将项目水土流失防治分为 5 个防治区：包括Ⅰ区（风机场防治区）、Ⅱ区（集电线路防治区）、Ⅲ区（道路工程防治区）、Ⅳ区（升压站防治区）、Ⅴ区（施工临时设施防治区）。各防治区水土保持措施及工程量如下：

（1）风机场防治区

风机场在施工前应进行剥离表土，后期用于绿化覆土，安装场地均采用播撒草籽的方式进行绿化。风机场风机区域开挖边坡坡脚设置护坡，填筑边坡坡脚设置挡墙，坡脚设置排水沟，排水沟末端设置沉沙池。

（2）集电线路防治区

集电线路施工前进行剥离表土，后期用于绿化覆土。塔基基础及电缆沟开挖采取临时拦挡、覆盖措施。施工结束后表面撒播植草绿化。

（3）道路工程防治区

场外道路在施工前进行剥离表土，后期用于绿化覆土，道路两侧设有排水沟，路堤边坡撒播草籽。施工期间为防止路基施工过程中土石方滚落影响下游，沿道路下边坡征地界设置拦渣栅栏。

（4）升压站防治区

升压站在施工前进行剥离表土，后期用于绿化覆土，站内绿化前先进行场地平整，然后绿化覆土。站内采用的园林式绿化，站区边坡采用浆砌石护坡防护。升压站设有永久排水沟，施工期间结合永久排水沟位置先修建临时排水沟。

（5）施工临时设施防治区

施工场地施工期间采取临时排水沉沙、表土堆场和中转堆场采取临时拦挡、覆盖和临时排水沉沙措施。施工结束后对迹地进行恢复。

10.2.5 水土保持监测

水土保持监测的目的是为了掌握工程建设期水土流失及其防治情况，了解各项水土保持设施运行情况，验证水土保持措施实施后水土流失变化和发展趋势，并为水土保持措施竣工验收提供依据。

水土保持监测工作由工程建设单位负责组织实施，委托具有水土保持监测资质的单位承担，按水土保持方案的要求由监测单位编制监测实施计划并负责实施。

本工程水土保持监测布点、监测内容、方法、时段和频率见表 10.2-1。

表 10.2-1 水土保持监测计划表

监测区	位置	监测方法	监测内容	监测时段	监测频次
风机场区	基坑开挖处、电缆沟开挖及临时堆土	水土流失观测场、巡查	①扰动面积；②土石方量；③水蚀、风蚀强度及量；④工程及临时防护效果	建设期	雨季每月一次，风季每月一次； $R_{24h} \geq 50mm$ 暴雨日加测 1 次
	水土流失防治区域	调查监测、巡查	①植被类型、数量、成活率、保有量、恢复率；②其它水土保持措施防护效果	自然恢复期	每季节监测一次， $R_{24} \geq 50mm$ 加测 1 次
集电线路区	塔基开挖扰动	水土流失观测场、巡查	①扰动面积；②土石方量；③水蚀、风蚀强度及量；④工程及临时防护效果	建设期	雨季每月一次，风季每月一次； $R_{24h} \geq 50mm$ 暴雨日加测 1 次
	水土流失防治区域	调查监测、巡查	①植被类型、数量、成活率、保有量、恢复率；②其它水土保持措施防护效果	自然恢复期	每季节监测一次， $R_{24} \geq 50mm$ 加测 1 次
道路工程区	路基、挖、填边坡	水土流失观测场、巡查	①扰动面积；②土石方量；③水蚀、风蚀强度及量；④边坡稳定、挡护及截排水防护效果	建设期	雨季每月一次，风季每月一次； $R_{24h} \geq 50mm$ 暴雨日加测 1 次
	水土流失防治区域	调查监测、巡查	①植被类型、数量、成活率、保有量、恢复率；②其它水土保持措施防护效果	自然恢复期	每季节监测一次， $R_{24} \geq 50mm$ 加测 1 次
升压站区	基坑开挖处	调查监测、巡查	①植被类型、数量、成活率、保有量、恢复率；②其它水土保持措施防护效果	自然恢复期	每季节监测一次， $R_{24} \geq 50mm$ 加测 1 次
	水土流失防治区域	调查监测、巡查	①植被类型、数量、成活率、保有量、恢复率；②其它水土保持措施防护效果	自然恢复期	每季节监测一次， $R_{24} \geq 50mm$ 加测 1 次
施工临时设施区	场地平整区	水土流失观测场	①扰动面积；②土石方量；③水蚀、风蚀强度及量；④工程及临时防护效果	建设期	雨季每月一次，风季每月一次； $R_{24h} \geq 50mm$ 暴雨日加测 1 次
	水土流失防治区域	调查监测、巡查	①植被类型、数量、成活率、保有量、恢复率；②其它水土保持措施防护效果	自然恢复期	每季节监测一次， $R_{24} \geq 50mm$ 加测 1 次
其它		对工程区内的重大水土流失事件，要进行实时监测			

10.2.6 结论

(1) 本工程不存在重大水土保持制约性因素，各防治区通过采取工程措施、植物措施、临时防护措施和管理措施，形成有效的水土流失防治体系，能够有效控制因工程建设产生的水土流失。从水土保持角度分析，本工程建设是可行的。

(2) 从水土保持角度考虑，主体工程设计中对风机场安装场地采取了下边坡挡墙防护、排水沟设计；在升压站布置了边坡防护挡墙、永久排水沟和站区绿化等措施；对项目区表土进行了剥离，后期对场地进行平整并覆表土，对工程弃方外运综合利用等措施均能够满足水土保持要求。

此外，主体工程在填筑材料、施工组织设计、施工时序安排、施工工艺等方面的安排均考虑在工程建设同时注重水土保持、生态环境的保护。

总之，工程在开发、建设、运营的过程中所产生的水土流失，随着水土保持措施的全面实施将会得到基本控制，在确保主体工程的安全、高效运营的同时，促进了项目区及其周边影响区经济、环境、社会的协调持续发展。水土保持措施的实施，同时可减轻

6) 工程开工后，应及时到当地水利局备案，并积极配合各级水行政主管部门对工程水土保持方案实施的监督检查。工程竣工验收前应完成水土保持设施专项验收。

7) 工程土石方挖填量较大，土石方运输要严格遵守作业制度，采取车况良好的斗车运输，严格控制土石料装车量，避免过量装车，以防运输过程中的土石方散落，增加水土流失。

8) 施工单位加强施工组织和管理、优化施工组织设计，加强场内道路施工过程中的拦挡和山体开挖面的防护，做好其绿化措施，减少施工期间对周边植被的占压，尽量缩短土方临时堆置时间；同时尽可能避开雨日施工，以减少水土流失量。

11 劳动安全与工业卫生

11.1 编制说明

根据《水利水电工程劳动安全与工业卫生设计规范》（GB50706-2011）要求，遵循国家已经颁布的政策，贯彻落实“安全第一，预防为主”的方针，在设计中结合工程实际，采用先进的技术措施和可靠的防范手段，确保工程投产后符合劳动安全及工业卫生的要求，保障劳动者在生产过程的安全与健康。

11.2 主要设计依据

11.2.1 国家有关主要法律、法规、条例

- (1)《中华人民共和国劳动法》
- (2)《中华人民共和国安全生产法》
- (3)《中华人民共和国消防法》
- (4)《中华人民共和国职业病防治法》
- (5)《中华人民共和国电力法》
- (6)《建设工程安全生产管理条例》
- (7)《建设项目(工程)劳动安全卫生监察规定》

11.2.2 设计采用的主要技术规范、规程和标准

- (1)GB12158-2006《防止静电事故通用导则》
- (2)GBZ1-2010《工业企业设计卫生标准》
- (3)GBZ2-2007《工作场所有害因素职业接触限值》
- (4)GB2893-2008《安全色》
- (5)GB2893-2008《安全标志及使用导则》
- (6)GB2894-2008《电气设备安全设计导则》
- (7)GB/T50033-2001《建筑采光设计标准》
- (8)DL/T5056-2007《变电站总布置设计技术规程》
- (9)GB50046-2008《工业建筑防腐蚀设计规范》
- (10)GB14285-2006《继电保护和安全自动装置技术规程》
- (11)GB50217-2007《电力工程电缆设计规范》
- (12)GB50057-2010《建筑物防雷设计规范》
- (13)GB50016-2014《建筑设计防火规范》

(14)GB50116-2013《火灾自动报警系统设计规范》

(15)GB50034-2013《建筑照明设计标准》

(16)GB50015-2009《建筑给水排水设计规范》

11.3 劳动安全

11.3.1 施工期

(1)高处坠落

本工程升压站建筑物施工、风机安装时存在高空坠落危险因素，可能导致人员伤残、死亡。

(2)建筑物坍塌

本工程坍塌危险主要存在于施工期的基础开挖过程中，施工中若基坑支护不当，地质情况不良等可能造成基坑壁坍塌。施工材料堆放过高、管理不当也存在坍塌的危险，可能导致设备或材料损坏，人员伤残、死亡。

(3)物体打击和挤压伤害

本工程的各类施工作业活动中，均存在操作人员受到坠落物的打击、运动着的重型设备的打击(如吊车、吊臂等)等危险因素，可能导致人员伤残、死亡。

(4)机械伤害

本工程施工中使用的机械设备多，存在机械伤害因素，可能导致人员伤残、死亡。

(5)触电伤害

本工程施工中使用的用电设备多，存在触电伤害因素，可能导致人员伤残、死亡。

(6)交通事故

本工程施工中运输车辆多，可能由于施工现场内视野不良、疲劳作业、违章驾驶、车辆机械故障等因素引起的交通事故伤害危险，可能导致设备损坏或人员伤残、死亡。

(7)传染性疾病

本工程施工过程中，施工人员数量较多，且集体生活、集体用餐，存在发生传染性疾病的隐患。

(8)中毒窒息

本工程集电线路等工程基坑施工过程中，可能导致中毒窒息事故风险。

11.3.2 运行期

11.3.2.1 防火防爆

1) 工程防火设计

消防设计将统盘考虑消防给水、灭火设施、消防配电、电缆防火等系统。具体实施方案见消防设计章节。

本风电场建筑物均为现浇混凝土框架填充墙的非燃烧体结构，其各项主要构件均已达到一、二级耐火等级，安全满足《水利水电工程劳动安全与工业卫生设计规范》（GB50706-2011）的要求。

2) 工程防爆安全设计

设备采购时，要求压力容器的设计与制造必须符合《压力容器安全技术监察规程》、《钢制压力容器》等的规定，并执行《压力容器安全技术监察规程》进行申报和办理使用登记手续。

3) 防静电设计

通风设备和风管等均接地，并与电气接地装置共用，同时装设接地端子以供移动式油处理设备临时接地。

11.3.2.2 防电气伤害

1) 电气设备的布置均满足了《3~110kV 高压配电装置设计规范》（GB50060-2008）规定的电气安全净距要求。

2) 建筑物屋顶设置避雷带。

3) 升压站设有接地网，其接地电阻、接触电势和跨步电势均符合《火力发电厂接地设计导则》及《交流电气装置的接地》的要求，能确保设备及操作人员的人身安全。

4) 所有高压开关柜均具有五防功能。

5) 工作照明及事故照明设计中的各工作场点的照度均满足《火力发电厂照明设计技术规范》的要求，危险场所的照明灯具均采用防爆型；中控楼内主要疏散通道、楼梯间及安全出口处，均设置疏散指示标志。

6) 电气设备外壳正常运行时的最高温升，通行人员经常触及的部位不大于 30K；运行人员不经常触及的部位不大于 40K；运行人员不触及的部位不大于 65K，并设有明显的安全标志。

11.3.2.3 防机械伤害、防坠落伤害

1) 机械设备的布置满足有关标准规定的防护安全距离要求, 在设备采购中要求制造厂家提供的设备符合《生产设备安全卫生设计总则》(GB5083-1999)、《机械安全避免人体各部位挤压的最小间距》(GB12265.3-1997)、《机械安全防护装置固定式和活动式防护装置设计与制造一般要求》(GB8196-2003)等有关标准的规定。

2) 综合楼面按要求设置女儿墙, 以防工作人员以外坠落。

3) 本工程建筑物内楼梯均考虑意外坠落的影响, 设置防护栏杆与扶手。

11.4 工业卫生

11.4.1 防噪声及防振动

风电场按无人值班少人值守的方式设计, 采用以计算机为基础的全厂集中监控方式, 并设置图象监控系统, 因而少量值守人员的值守场所布置在中控楼内, 其噪声要求根据《工业企业设计卫生标准》(GBZ1-2002)和《工业企业噪声控制设计规范》的规定, 结合本工程的特点, 限制在 60~70dB。

为确保各工作场所的噪声限制在规定值内, 要求各种设备上的电动机、风机、变压器等主要噪声、振动源的设备设计制造厂家提供符合国家规定的噪声、振动标准的设备。

11.4.2 温度控制

根据《工业企业设计卫生标准》(GBZ1-2002)的规定, 中控楼、办公室、通讯机房和值班室等设置空调系统, 其它各工作场所采用机械排风, 保证各类工作场所的设备正常运行和工作人员的舒适工作环境。

11.4.3 采光与照明

本风电场中控楼内的主要工作场所的照明, 充分利用天然采光, 当天然采光不足时, 辅以人工照明。其他各层, 根据《火力发电厂照明设计技术规范》的规定, 选择合适的灯具, 合理布置灯源。

11.4.4 防尘、防腐蚀、防毒

配电室地面采用坚硬的、不起尘埃的材料, 通讯机房采用架空地板, 清扫时采用吸尘装置。

机械通风系统的进风口位置, 均设置在屋外空气比较洁净的地方, 并应设在排风口的上风侧。本风电场中控楼有关部位均按消防设计原则设有事故排风、排毒措施。

设备的支撑构件、水管、油管和风管等在安装中采取除锈、涂漆或镀锌等防腐处理,

并符合国家现行的有关标准的规定。

11.4.5 防电磁辐射

风电场升压站出线的最高电压为 110kV，根据甘肃省内 220kV 变电站正常运行时电磁强度监测结果，变电站围墙外 1m 处工频电场强度和工频磁场强度均远小于我国推荐的工频电磁场评价标准。因此本项目 110kV 升压变压器和线路的电磁环境影响很小，对周边居民的电磁影响均能满足标准要求。

在接触微波辐射的工作场所，按《作业场所微波辐射卫生标准》（GB10436）的规定设置辐射防护措施。

11.4.6 安全与卫生机构设置

安全卫生管理机构必须和整个电场生产管理组织机构及人员配备统一考虑，在工程运行发电投产后，必须建立一套完整的安全卫生管理机构、制度和措施，以保证风电场顺利运行，达到安全生产的目的。

根据《水利水电工程劳动安全与工业卫生设计规范》要求，其风电场设置安全卫生管理机构，由风电场主管领导负责亲自抓，负责本工程投产后的安全卫生方面的教育、培训和管理工作的，在生产部门确定安全员，其兼职人员为 1 名，负责日常的劳动安全与工业卫生工作。

11.4.7 事故应急救援预案

根据国家有关规定及相关职能部门的相关要求，对比电场的突发事故应有一个系统的应急救援预案，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作出反应，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。

（1）高处坠落事故的预防及其应急预案

施工过程中，高处作业的机会比较多，经常早周边临空的高处进行作业，施工条件差，危险因素多。多年来，高处坠亡事故占全部事故的比例较高，这种事情对社会影响较大，为避免发生高处坠落事故，必须加强监控管理。

对职工进行预防高处坠落的安全技术知识教育，使他们操作时，必须使用安全防护的用具。同时，在技术上采取有效的防护措施。

（2）发生高处坠落事故应急预案

发生高处坠落事故后，抢救的重点放在对休克、骨折和出血上进行处理。当发生物体打击事故后，抢救的重点放在颅脑损伤、胸部骨折和出血上进行处理。

（3）触电事故的预防及其应急预案

触电事故和其它事故比较，其特点是事故的预兆性不直观、不明显，而事故的危害性非常大。当流经人体电流小于 10mA 时，人体不会产生危险的病理生理效应，但当流经人体电流大于 10mA 时，人体将会产生危险的病理生理效应，并随着电流的增大、时间的增长将会产生心室纤维性颤动，乃至人体窒息（“假死”状态），在瞬间或在 3 分钟内就夺去人的生命。因此，在保护设施不完备的情况下，人体触电伤害是极易发生的。所以，施工中必须做好预防工作，发生触电事故时要正确处理，抢救伤者。

防止触电伤害的基本安全要求：根据安全用典“装得安全，拆得彻底，用得正确，修得及时”的基本要求，为防止发生触电事故，在日常施工（生产）用电中要严格执行有关用电的安全要求。

发生触电事故的应急措施：触电急救的要点是动作迅速，救护得法，切不可惊慌失措，束手无策。要贯彻“迅速、就地、正确、坚持”的触电急救八字方针。发现游人触电，首先要尽快使触电者脱离电源，然后根据触电者的具体症状进行对症施救。

（4）火灾和爆炸事故应急预案

施工需要一定数量的可燃板材，这些材料如果处理不妥，防火措施不力，极易发生火灾。在施工阶段。需要大量的乙炔和氧气，对钢筋进行焊接。如盛装乙炔和氧气内的钢瓶储存方法不当，使用不规范，也容易发生因气体泄露而产生的气瓶爆炸事故。因此，加强对可燃物和易燃易爆物品的管理，是有效防止火灾和爆炸事故的发生，保护员工生命安全，企业利益和国家财产不受损失的有效措施。

1) 安全技术措施工程主要包括防火工程、通风工程、噪音的防治、安全监测工程，在工程的建设施工过程中，同时进行以上各项工程。上述各项安全技术措施工程的资金含在工程的总投资中。

2) 安全设备、器材、装备、仪器、仪表等以及安全设备的日常维护、检修。为使各项安全设施正常运行要在施工开始就安全专项资金投进来，确保施工运行过程中安全可靠运转。

3) 为确保生产运行人员在施工过程中得到良好的安全保护，按照国家的标准给生产施工人员定期配备必要的劳动保护用品，如工作服、工作鞋、安全帽、卫生用品等。

4) 要设立专项的安全事故应急救援资金，以确保在安全生产过程中发生事故的应急救援工作，要配备相应的应急救援设施，如急救包、氧气袋、担架、救援车辆等。

11.5.2.1 编制事故应急预案

a) 制订本风电场事故应急预案的基本要求是：

1) 符合有关法律、法规、规章和标准的规定；具体描述可能的意外事故和紧急情况及其后果；

2) 定应急期间负责人及所有人员在应急期间的职责；

3) 应急期间起特殊作用的人员(例如：消防员、急救人员)的职责、权限和义务；

4) 疏散程序；

5) 危险物料的识别和位置及其处理的应急措施；

6) 与外部应急机构的联系(消防部门、医院等)；

7) 与安全生产监督管理部门、公安部门、保险机构及相邻企业的交流；

8) 重要记录和设备等保护(如装置布置图、危险物质数据、联络电话号码等)。

b) 事故应急预案的评审、备案要求：

事故应急预案的评审由业主单位主要负责人组织有关部门和人员进行。外部评审由上级主管部门或地方政府负责安全管理的部门组织审查。评审后，按规定报有关部门备案，并经生产经营单位主要负责人签署发布。应急预案在涉及相关部门职能或者需要有关部门配合的，应当征得有关部门同意。

c) 事故应急预案的实施：

预案批准发布后，业主单位应组织落实预案中的各项工作，进一步明确各项职责和任务分工；并对广大从业人员加强应急知识的宣传、教育和培训，定期组织应急预案演练，实现应急预案持续改进。

11.5 劳动安全与工业卫生机构设置

安全卫生管理机构必须和整个电站生产管理组织机构及人员配备统一考虑，在工程运行发电投产后，必须建立一套完整的安全卫生管理机构、制度和措施，以保证电站顺利运行，达到安全生产的目的。

根据《电力行业反恐怖防范标准（试行）》，本工程装机容量 50MW，属三类重要目标。工程应设置反恐怖防范领导小组，分工明确，落实责任。单位法人代表或主要负责人为反恐怖防范第一责任人。设立反恐怖防范责任部门，负责单位安全保卫工作。安

保力量包括技防监控人员，厂区出入口固定岗人员，周界、出入口、重要部位等巡逻人员，机动的备勤人员。

14 节能降耗

14.1 概述

浙能景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目场址位于甘肃省白银市景泰县境内，位于景泰县红水镇、上沙沃镇，风电场属典型山地风电场，拟安装单机容量 6.25MW 的风机 8 台，总装机容量 50MW。

由于浙能景泰 10 万千瓦风电项目升压站中已做相关预留，故本工程不再新建升压站，利用该项目升压站中预留土地及建构筑物建设升压变电设备。

14.2 编制依据和基础资料

14.2.1 法律法规、政府部门和行业规章

《中华人民共和国节约能源法》（2008 年 4 月 1 日）

《国务院关于加强节能工作的决定》（国务院国发【2006】28 号文件）

《国家发展改革委关于加强固定资产投资项目节能评估和审查工作的通知》（国家发展和改革委员会发改投资【2006】2728 号文件）

《国家发展改革委关于引发固定资产投资项目节能评估和审查指南（2006）的通知》（国家发展和改革委员会发改环资【2007】21 号文件）

《中华人民共和国建筑法》（1998 年 3 月 1 日）

《中国节能技术政策大纲》2005 年 国家发展改革委，科学技术部

《国家重点节能技术推广目录（第一～第六批）》国家发展和改革委员会

14.2.2 有关技术标准

《夏热冬冷地区居住建筑节能设计标准》 JGJ134-2010

《公共建筑节能设计标准》 GB50189-2015

《建筑照明设计标准》 GB50034-2013

《综合能耗计算通则》 GB/T2589-2020

《用能单位节能量计算方法》 GB/T13234-2018

《节能监测技术通则》 GB/T15316-2009

《电力变压器能效限定值及能效等级》 GB20052-2020

《电力网电能损耗计算导则》 DL/T686-2018

《电力变压器能效限定值及节能评价值》 GB20052-2020

14.3 主要节能降耗措施

风力发电场按工程建设划分一般可分为六部分，即：风力发电机组、系统工程、风电场道路工程、变电工程、线路工程。风力发电机技术已较成熟稳定，风机设计时已考虑节能降耗。风电场节能降耗主要围绕系统工程、机组选型总体布置、风电场道路规划、变电工程、线路工程展开。

14.3.1 系统工程

减少电网投资，减少输电损耗。电力从风电场送至用户过程中，在主干网络和配电网络均引起电能损失即功率损耗，输电功率损耗是输电线路功率损耗和变压器功率损耗。

功率损耗包括有功损耗和无功损耗，有功损耗伴随电能损耗，使能源消费增加，无功损耗不直接引起电能损耗，但通过增大电流而增加有功功率损耗，从而加大电能损耗。

本风电场系统送出工程贯彻了节能、环保的指导思想，工程设计中已考虑风电场建设规模、地区电网规划、风电有效运行小时数等情况，并且结合风电场总体规模考虑送出，避免重复建设；另外，遵循输变电系统无功容量采取就地平衡原则，在风电场加装无功补偿装置，提高线路有功输送容量，降低线损，节约运行成本。

总之，风电场系统送出工程的建设，结合了风力发电特点，节省了电网投资，一定程度上增强了区域供电能力，降低电网运行的网损。在本次设计中，通过在主变压器的低压侧安装无功补偿装置，有效解决了无功就地平衡问题，降低了网损。

14.3.2 机组选型及总体布置

通过对本工程对外交通运输条件和地形、地貌、风资源情况的实地踏勘与分析，通过对多种机型的技术经济比较和分析，初步确定本工程按 8 台 6.25W 风力发电机组考虑，该方案发电量优，利用小时数高。

风电场总体布置原则：尽量集中布置、减小风电机组之间尾流影响、避开障碍物的尾流影响区、满足风电机组的运输条件和安装条件、视觉上要尽量美观。升压站的布置尽量位于所接入风电场的中部位置。采取上述原则可提高风电场发电效益，减少占地面积，充分利用土地，充分利用地区风力资源，在同样面积的土地上安装更多的机组；集中布置及升压站的中心布置还能减少电缆和场内道路长度，降低工程造价，降低场内线损。

14.3.3 风电场道路规划

根据风电场风电机组的总体布局，场内交通道路在充分利用现有道路的情况下布置施工简易道路，路面宽度为 5.0m，路基宽度 5.5m，风电场施工完成后，改建为检修道路。风电场道路规划中优化路径，减少运输距离，并将大件设备如机舱、叶片、塔架、箱式变压器等按指定地点一次卸到落地货位，减少二次转运，节约能源。

14.3.4 变电工程

14.3.4.1 电气部分

- (1) 风机升压变压器、主变压器及站用变压器选用节能产品，降低变压器损耗。
- (2) 合理选择升压站位置，使集电线路路径短，节省材料用量，降低线路能耗。
- (3) 优化开关站总体布局设计，明确统一各级配电装置的间隔宽度及布置尺寸，节省了钢芯铝绞线等材料用量；优化电缆沟布置，节省了电缆的长度，降低架空线及电缆上的能耗。
- (4) 降低线路导线的表面电位梯度，要求导体光滑、避免棱角，以减少电晕损耗，达到节能目的。
- (5) 采用节能灯具，可节省电能；实施绿色照明。

14.3.4.2 土建部分

(1) 总图

站区设计的合理与否关键在规划，在本开关站的规划中着重抓总体规划，规划设计配合电气工艺在设计过程中充分考虑了风电场集电线路、风电场送出线路的分布。结合站址的环境、地理位置、交通运输等条件，充分比较并优化了电气总平面布置方案，从而做到布局合理、出线顺畅、节约占地、减少土方等。

与工艺专业配合，优化站区的道路、电缆沟及综合管线的布置，做到布局合理，电缆敷设路径最佳。

(2) 结构

在结构设计过程中，严格按照国家标准设计，采用了先进的空间结构计算软件，进行结构体系的方案比选，努力做到三材耗量最优。

(3) 给排水、通风与空调、照明节能

节水措施方面：考虑到我国是一个缺水的国家，在设计中要本着节约用水的原则，必须严格使用节水节能型卫生器具。大便器、小便器采用自闭式冲水阀，避免人忘记关

闭阀门而造成水资源浪费。根据场地设计，合理布置绿化管线，禁止大水漫灌，节约用水。

本工程已将生活污水进行了处理，达到了国家一级排放标准，已经不会对环境造成危害，尽可能在不增加投资，不增加占地的情况下，将处理后的生活污水充分利用，在夏季时作为绿化浇洒等使用，尽量做到生活污水零排放。

通风与空调方面：建筑均按照节能建筑进行设计，满足建筑节能设计标准的规定。各房间采暖设备按设计热负荷合理选取，室内机采用遥控器独立控制，可根据不同房间温度要求进行设定，冬季室内温度设定范围。

在满足电气设备散热要求的前提下，通风系统的设计充分利用自然通风，处理好室内气流组织，提高通风效率。

风机通风量的计算可根据电气设备的散热量和设备房间换气次数进行比较后选择其中最大值。

室内机采用遥控器独立控制，可根据不同房间温度要求进行设定。夏季室内温度设定范围：控制室、继电器室及通讯机房等房间为 26~28℃，根据各房间的冷负荷配置空调室内机。

空调器选用符合现行国家标准《房间空气调节器能源效率限定值及节能评价值》(GB12021.3)的节能型空调器，同时室外机的设置充分考虑了夏季冷凝热排放条件，以防止热污染和噪声污染。

照明方面：生产、附属建筑物的设计尽可能采用自然照明。室内外照明采用节能型灯具。合理配置生活电器设备，生活区的照明开关应安装声、光控或延时自动关闭开关。充分利用自然光，减少用电量。

(4) 建筑节能

建筑设计采取节能措施，减少土方量，减少对原生态环境的破坏。选用绝热性能好的保温材料，对保温结构进行优化设计，减少散热损失。

建筑总平面的布置和设计，利用冬季日照并避开冬季主导风向，利用夏季自然通风。建筑的主朝向宜选择本地区最佳朝向或接近最佳朝向。

应控制建筑的体形系数，本地区建筑的体形系数小于或等于 0.3。

根据本风场所处的建筑气候分区，围护结构的热工性能应达到国家节能标准的规定。围护结构的保温隔热材料宜选用高效环保型。

对建筑周围环境进行绿化设计，最大限度减少周围环境对建筑物能耗的影响。

本工程建筑外墙保温采用岩棉板，屋顶保温采用挤塑聚苯板，外门采用节能门，外窗采用节能窗。

14.3.5 线路工程

风电场线路工程主要包括风电场送出线路和风电场集电线路。

线路设计有其固有的特点，不同工程其外部自然条件、障碍物等不可能完全相同，千差万别，造成线路设计的多变性。结合本工程的实际情况，在线路设计节能降耗的原则指导下，从路径方案、导线选型、绝缘配合及金具设计、交叉跨越、基础设计、杆塔规划、设计等几个方面采取措施。

（1）路径方案

利用卫片、航片、GPS 等高科技手段，进行路径选择，并尽可能减少或避免对地方规划和建设的影响，以期达到最优的目标。

（2）导线选型

结合风电场有效运行小时数、风电场建设规模，并考虑当地气候特点，通过对集电线路负荷距以及经济输送容量的计算，选择合适的导线型号，使得线路损耗最低。

（3）绝缘配合及金具设计

结合现场污染源调查，确定工程各段的污秽等级。绝缘子金具串采取均压、屏蔽等措施，加强制造工艺，减少泄漏，减少电晕，降低损耗。

（4）交叉跨越

本工程按尽可能避免交叉跨越设计。

（5）杆塔规划、设计

根据工程实际情况，结合绝缘配置要求，选定的最佳路径方案及沿线地形地貌特征，综合分析比较各类杆塔的技术条件、经济指标后，对本工程杆塔以及铁塔系列进行规划、设计。

（6）基础设计

结合风电场场址工程地质条件，在保障安全要求的前提下，尽量减少混凝土耗量。

14.4 效益分析及结论

本风电场工程的建设符合可持续发展的原则，是国家能源战略的重要体现。预计风电场建成后年上网电量为 111514.4MWh，每年可节约标煤约 34145.09t（按发电标煤耗

302g/kW·h 计），相应每年可减少因燃煤造成的废气排放，其中减少硫氧化物 622.5t，氮氧化物 934.83t，二氧化碳（CO₂）85672.44t。此外，每年还可减少大量的灰渣及烟尘排放，节约用水，并减少相应的废水排放，节能减排效益显著。

本工程采用绿色能源——风能，并在设计中采用先进可行的节电、节水及节约原材料的措施，能源和资源利用合理，设计中严格贯彻了节能、环保的指导思想，技术方案和设备、材料选择、建筑结构等方面，充分考虑了节能的要求，减少了线路投资，节约了土地资源，并能够适应远景年风电场建设规模和地区电网的发展。各项设计指标达到国内先进水平，为风场长期经济高效运行奠定了基础，符合国家的产业政策，符合可持续发展战略，节能、节水、环保。

风力发电是一种清洁的可再生能源，没有大气、水污染问题和废渣堆放问题，通过施工期和运营期各种节能措施，本工程各项节能指标均能满足国家有关规定的要求，将建设成为一个环保、低耗能、节约型的风力发电项目。

15 反恐

15.1 重点目标和重点部位

风电场为风力发电企业治安反恐防范的重点目标。

下列部位为风电场治安反恐防范的重点部位：

- a) 升压变电站(或开关站)；
- b) 换流站；
- c) 集控中心；
- d) 其他经评估需要防范的部位。

15.2 重点目标等级和防范级别

风力发电企业治安反恐防范重点目标的等级由低到高分为三级重点目标、二级重点目标、一级重点目标，由公安机关会同有关部门、相关企业依据国家有关规定共同确定。

重点目标的防范分为常态防范和非常态防范。常态防范级别按防范能力由低到高分分为三级防范、二级防范、一级防范，防范级别应与目标等级相适应。三级重点目标对应常态三级防范，二级重点目标对应常态二级防范一级重点目标对应常态一级防范。

常态二级防范要求应在常态三级防范要求基础上执行，常态一级防范要求应在常态二级防范要求基础上执行,非常态防范要求应在常态防范要求基础上执行。

15.3 总体防范要求

新建风电场的安全防范系统应与主体工程同步规划、同步设计、同步建设、同步验收、同步运行。

风力发电企业应针对重点目标定期开展风险评估工作，综合运用人力防范、实体防范、电子防范等手段，按常态防范与非常态防范的不同要求，落实各项安全防范措施。

风力发电企业应建立健全治安反恐防范管理档案和台账，包括风电场的名称、地址或位置、目标等级、防范级别、企业负责人、站场负责人、保卫部门负责人，现有人力防范、实体防范、电子防范措施，总平面布置图、升压变电站(或开关站)布置图等。

风力发电企业应根据公安机关等政府有关部门的要求，依法提供风电场的相关信息和重要动态。

风力发电企业应对重要岗位人员进行安全背景审查。

风力发电企业应建立安全防范系统运行与维护的保障体系和长效机制，定期对系统进行维护、保养，及时排除故障，保持系统处于良好的运行状态。

风力发电企业应针对治安反恐突发事件制定应急预案，并组织开展相关培训和定期演练。风力发电企业应与属地公安机关等政府有关部门建立联防、联动、联治工作机制。

风力发电企业应建立治安反恐与安全生产等有关信息的共享和联动机制。

风力发电企业的网络与信息系统应合理划分安全区，明确安全保护等级。

风力发电企业的生产控制大区网络与信息系统应符合网络专用、横向隔离、纵向认证等要求，采用安全隔离、远程通信防护等措施。

风力发电企业的卫星导航时间同步系统，应采取防干扰安全防护与隔离措施，具备常规电磁干扰信号入侵监测和实时告警能力、卫星信号拒止条件下高精度时间同步保持和干扰信号安全隔离能力，使用为主授时的系统还应具备使用北斗信号原位加固授时防护与信号安全隔离的能力。

15.4 常态三级防范要求

15.4.1 人力防范要求

风力发电企业应设置与安全保卫任务相适应的治安反恐工作保卫机构和安全保卫人员。

风力发电企业应建立健全值守巡逻、教育培训、检查考核、安全防范系统运行维护与保养等制度。

风力发电企业应针对重点目标每年至少组织一次治安反恐教育培训。

风力发电企业应针对重点目标每年至少组织一次治安反恐应急预案演练。

风力发电企业应对进入升压变电站（或开关站）、换流站、集控中心等重点部位的外来人员和交通工具进行核查和信息登记。

风电场保卫执勤人员应配备棍棒、钢叉等必要的护卫器械以及对讲机等必要的通信工具。

15.4.2 实体防范要求

陆上升压变电站(或开关站)周界应建立实体围墙或金属栅栏等实体屏障，外侧整体高度(含防攀爬设施)应不小于 2.5m。

陆上升压变电站(或开关站)的周界出入口应设置车辆阻挡装置。车辆阻挡装置不影响道路的承载能力和通行能力；采用电动操作的车辆阻挡装置，应具有手动应急操作功能。

15.4.3 电子防范要求

陆上升压变电站(或开关站)周界及其主要出入口应安装视频监控装置,周界的视频监控及回放图像应能清晰显示周界区域人员活动情况,人员出入口的视频监控及回放图像应能清晰显示人员的体貌特征和出入情况,车辆出入口的视频监控及回放图像应能清晰显示出入车辆的号牌和通行情况。

无人值守或重要负荷的风电场的电子防范系统应与上级调度控制中心或远程监控中心实现远程联网。

15.5 常态二级防范要求

15.5.1 人力防范要求

设置安防监控中心的,应配备值机操作人员 24h 值守。

风力发电企业应对进入升压变电站(或开关站)的外来人员、交通工具及携带的物品进行安全检查。

15.5.2 电子防范要求

陆上升压变电站(或开关站)的周界应安装入侵探测装置,探测范围应能对周界实现有效覆盖,不得有盲区。

15.6 常态一级防范要求

15.6.1 人力防范要求

风力发电企业应针对重点目标每半年至少组织一次治安反恐教育培训。

风力发电企业应针对重点目标每半年至少组织一次治安反恐应急预案演练。

陆上升压变电站(或开关站)的周界出入口应设置门卫值班室,并 24h 有人值守。

陆上升压变电站(或开关站)的巡逻周期间隔应不大于 8h。

15.6.2 实体防范要求

陆上风电场应配置巡逻机动车

15.6.3 电子防范要求

门卫值班室应配备手持式金属探测器等安全检查设备。

设有安防监控中心、控制室、门卫值班室的,应设置紧急报警装置。

15.7 非常态防范要求

15.7.1 人力防范要求

风力发电企业应启动应急响应机制,组织开展治安反恐动员,企业负责人应 24h 带

班组织防范工作，在常态防范基础上加强保卫力量。

风力发电企业应设置警戒区域，限制人员、车辆进出。

风力发电企业应对所有进入陆上升压变电站（或开关站）的人员、车辆及所携带物品进行安全检查。

15.7.2 实体防范要求

风力发电企业应做好消防设备、救援器材、应急物资的有效性检查，确保正常使用。

风力发电企业应检查重点部位门、窗、锁、车辆阻挡装置等物防设施，消除安全隐患。

车辆阻挡装置应设置为阻截状态，严格控制外部车辆进入重点部位。

15.7.3 电子防范要求

风力发电企业应做好电子防范设施的运行保障工作，确保安全防范系统正常运行。

二级重点目标的风电场应配备使用符合国家法律、法规和有关要求的固定式或便携式反无人机主动防御系统，满足应急防范要求。

15.8 安全防范系统技术要求

15.8.1 一般要求

安全防范系统的设备和材料应符合相关标准并检验合格。

应对安全防范系统内具有计时功能的设备进行校时，设备的时钟与北京时间误差应不大于 5s。

15.8.2 视频监控系统

系统监视和回放的视频图像的水平像素数应不小于 1920，垂直像素数应不小于 1080，视频图像帧率应不小于 25fps。

视频图像信息应实时记录，保存期限应不少于 90d。

系统应留有与公共安全视频图像信息共享交换平台联网的接口，联网信息传输、交换、控制协议应符合 GB/T 28181 的相关规定，联网信息安全应符合 GB 35114 的相关规定。

风电场涉及公共区域的视频图像信息的采集要求应符合 GB 37300 的相关规定。

15.8.3 入侵和紧急报警系统

系统应能探测报警区域内的人侵事件。系统报警后，安防监控中心或门卫值班室应能有声、光指示，并能准确指示发出报警的位置。

系统应具备防拆、开路、短路报警功能。

系统应具备自检功能和故障报警、断电报警功能。

系统应能与视频监控系统联动。

系统布防、撤防、故障和报警信息存储时间应不少于 90d。

16 附图

序号	图纸编号	图纸名称
1	33-NZ17031K-A01-02	风电场总平面布置图
2	33-NZ17031K-A01-03	升压站总平面布置图
3	33-NZ17031K-A01-04	升压站电气主接线图
4	33-NZ17031K-A01-05	升压站电气总平面布置图
5	33-NZ17031K-A01-06	110kV 主变间隔断面图
6	33-NZ17031K-A01-07	升压站防雷保护范围图
7	33-NZ17031K-A01-08	升压站接地网布置图
8	33-NZ17031K-A01-09	升压站站用电接线图
9	33-NZ17031K-A01-10	升压站继电保护配置图
10	33-NZ17031K-A01-11	升压站计算机监控系统图
11	33-NZ17031K-A01-12	升压站二次设备室平面布置图
12	33-NZ17031K-A01-13	升压站新增直流系统图
13	33-NZ17031K-A01-14	升压站新增 UPS 系统图
14	33-NZ17031K-A01-15	集电线路路径图
15	33-NZ17031K-A01-16	风机基础图
16	33-NZ17031K-A01-17	箱变基础图
17	33-NZ17031K-A01-18	杆塔一览图
18	33-NZ17031K-A01-19	基础一览图

白银市发展和改革委员会文件

市发改能源〔2024〕253 号

白银市发展和改革委员会 关于下达全市“十四五”第三批风光电 项目建设指标的通知

相关县区发展改革局，国网白银供电公司：

为深入贯彻落实国家“双碳”战略和省委省政府、市委市政府大力发展新能源工作部署要求，进一步加快推动能源绿色低碳转型，促进全市新能源产业高质量跃升发展，根据《甘肃省发展和改革委员会 甘肃省能源局关于印发〈甘肃省新能源建设指标分配办法（试行）〉〈甘肃省促进新能源产业发展评价办法（试行）〉暨分解下达全省“十四五”第三批风光电项目建设指标的通知》（甘发改能源〔2024〕127 号），按照《白银市新能源项

目竞争配置办法（试行）》《白银市“十四五”第三批风光电项目竞争配置实施方案》，结合国网白银供电公司测算电网接入和消纳能力等边界条件、各县区择优申报项目实施区域（坐标）及规模以及参与竞争配置企业申报材料，经第三方机构综合评价确定最终竞配结果，现将全市“十四五”第三批风光电项目建设指标 140 万千瓦予以下达（详见附件），并就有关事项通知如下。

一、高度重视，迅速行动

相关县区、部门（单位）要高度重视，进一步提高政治站位，深刻认识新能源发展对推进经济结构战略性调整，建立健全绿色低碳循环发展经济体系，促进全市经济社会高质量发展的重要作用，切实增强加快新能源发展的紧迫感、使命感和责任感，以时不我待的精神加快新能源项目建设。

二、靠实责任，统筹推进

相关县区要加强对项目单位的指导，督促落实生态环境分区管控要求，统筹协调项目用地用林用草，避让生态红线等环境制约因素，严格按照核定区域建设，保障项目顺利实施。国网白银供电公司要做好衔接服务，优化接网流程，加快新能源项目电网接入手续办理，全力推进电网配套工程建设，确保新能源项目和接网工程同步建成。

三、紧盯任务，按期并网

本次下达所有风光电项目须在 2024 年 8 月 30 日前开工建

设，在 2025 年 8 月 30 日前具备全容量并网条件。项目开工建设后若不能按期建成全容量并网，市政府将无条件收回项目建设指标并重新调配项目建设单位，由此造成的所有损失均由项目实施单位自行承担，且其所在的集团公司三年内不得参与白银市风电光伏发电项目竞争性配置；同时，禁止买卖项目核准备案文件及相关权益，不得擅自变更核准备案文件的重要事项，如项目建设地点、建设规模、建设内容等主要边界条件发生重大变化，应当进行核准备案变更，坚决制止项目投产前的投机行为。

四、强化督导，严格落实

本次下达的风光电项目建设指标均为市场化并网规模，相关县区要督促项目单位明确目标任务、建设布局、投产时序、消纳方案和安全措施，全力加快项目及其配套工程建设，并按照新能源项目新增储能配比不低于项目装机规模 10%、储能连续时长不小于 2 小时要求，落实调峰能力，保障项目“应并尽并”，确保项目早日建成投运。

附件：全市“十四五”第三批风光电项目建设指标下达表



附件：

全市“十四五”第三批风光电项目建设指标下达表

县区	项目名称	项目实施单位	本次下达建设指标
靖远县	靖远县北滩镇 20 万千瓦风电项目	浙江省能源集团有限公司 (白银刘川能源发展有限公司)	风电 20 万千瓦
	靖远县五合镇 A 区 5 万千瓦风电项目	上海电气风电集团股份有限公司	风电 5 万千瓦
	靖远县五合镇 B 区 5 万千瓦风电项目	中节能(靖远)风力发电有限公司	风电 5 万千瓦
	靖远县永新乡 5 万千瓦风电项目	国电电力甘肃新能源开发有限公司 (甘肃富能储能技术有限公司)	风电 5 万千瓦
景泰县	景泰县芦阳镇 10 万千瓦光伏项目	景泰县华景疆河新能源科技有限公司	光伏 10 万千瓦
	景泰县中泉镇 20 万千瓦风电项目	白银中合时代新能源有限公司	风电 20 万千瓦
	景泰县正路镇 10 万千瓦风电项目	中节能风力发电股份有限公司 (甘肃奥森家威智能设备制造有限公司)	风电 10 万千瓦
	景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目	甘肃金戈壁新能源发展有限责任公司	风电 5 万千瓦
白银区	白银区武川乡 A 区 10 万千瓦风电项目	白银立联新能源有限公司	风电 10 万千瓦
	白银区武川乡 B 区 5 万千瓦风电项目	中电建新能源集团股份有限公司	风电 5 万千瓦
	白银区武川乡 C 区 15 万千瓦风电项目	甘肃领储新能源科技有限公司	风电 15 万千瓦
	白银区武川乡 D 区 10 万千瓦风电项目	白银时代瑞象新材料科技有限公司 (甘肃龙源新能源有限公司)	风电 10 万千瓦
平川区	平川区宝积镇采煤沉陷区 5 万千瓦光伏项目	中核汇能(甘肃)能源有限公司	光伏 5 万千瓦
	平川区水泉镇 10 万千瓦风电项目	福州万山电力咨询有限公司 (五凌电力有限公司)	风电 10 万千瓦
	平川区共和镇 5 万千瓦风电项目	中节能风力发电股份有限公司	风电 5 万千瓦

景泰县发展和改革局

景发改函〔2025〕2号

关于同意浙能白银陇泰新能源有限公司 景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目 开展前期工作的函

浙能白银陇泰新能源有限公司：

你公司《关于景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目开展前期工作的请示》（浙能陇泰〔2025〕1号）收悉，原则同意你公司开展新能源开发的相关前期工作，并据此函到有关部门对接办理项目有关前期手续。

此函仅作为开展前期手续的依据，项目核准需按程序上报。



白银市生态环境局景泰分局

白银市生态环境局景泰分局 关于对《关于核查景泰县上沙沃镇 5 万千瓦 风电项目建设用地是否涉及占用水源地保护区 的请示》的复函

浙能白银陇泰新能源有限公司：

贵公司《关于核查景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目建设用地是否涉及占用水源地保护区的请示》（浙能陇泰〔2025〕8 号）收悉，经我局核查该风电项目建设用地不在集中式饮用水水源保护区范围内。

特此函告

白银市生态环境局景泰分局

2025 年 1 月 7 日



白银市发展和改革委员会

关于景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目 系统接入有关情况的说明

浙能白银陇泰新能源有限公司：

根据白银市“十四五”第三批新能源项目整体接入系统框架初步方案，你公司景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目接入景泰上沙沃 330 千伏汇集站（景泰北升压站），最终系统接入方案以电网公司审查意见为准。在项目推进过程中，你公司要强化责任落实、细化工作举措，进一步加快项目建设进度，确保按期并网投运。

特此说明。

白银市发展和改革委员会

2025 年 1 月 8 日

**中国人民
解放军 甘肃省景泰县人民武装部**

景武函〔2025〕3号

**景泰县人民武装部
关于核查景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目
拟选址是否涉及军事设施的函**

景泰县发展和改革局：

贵局《关于核查景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目拟选址是否涉及军事设施的函》已收悉。经协查核实，景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目拟选址范围内没有国防工程保护用地。另因我县国防工程较多，地界如有变动，请及时与人武部联系。

特此说明。


景泰县人民武装部
2025 年 1 月 8 日

景泰县交通运输局

景交函字〔2025〕7号

 景泰县交通运输局
关于浙能景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目
建设用地是否占用交通设施的核查
情况的复函

浙能白银陇泰新能源有限公司：

贵公司《关于核查浙能景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目建设用地是否占用交通设施的请示》（浙能陇泰〔2025〕2 号）收悉，根据你公司提供的坐标，经我局核查，现将有关情况函复如下。

1、浙能景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目位于我县红水镇、上沙沃镇境内，普查范围无重要公路及交通设施，只涉及部分便道，我局原则同意项目拟选建设用地。

2、在项目建设过程中，要按照《中华人民共和国公路法》《公路安全保护条例》《甘肃省公路条例》等法律法规，严禁超载超限及履带车辆上路行驶，严禁在公路安全保护范围内严禁建设永久及临时性建筑物。

3、如遇其它涉路施工，要按照《中华人民共和国行政许可法》《中华人民共和国公路法》《公路安全保护条例》等

规定提前办理涉路施工审批，未经审批许可，不得擅自施工。

特此复函



景泰县红水镇人民政府

景红政函字〔2025〕3号

红水镇人民政府 关于对景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目开展 前期工作的复函

浙能白银陇泰新能源有限公司：

贵公司《关于景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目开展前期工作的请示》收悉，经核查，景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目使用红水镇部分土地做为该项目的拟选场地，不与其他项目冲突，原则上同意该项目拟选场址范围，请尽快与相关业务部门协调办理土地审批事宜，妥善处理占地赔偿等事宜，出现矛盾纠纷即时同镇村两级沟通协调解决。



景泰县林业和草原局

景林草函〔2025〕34 号

景泰县林业和草原局 关于景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目 占用林地、草地核查情况的回函

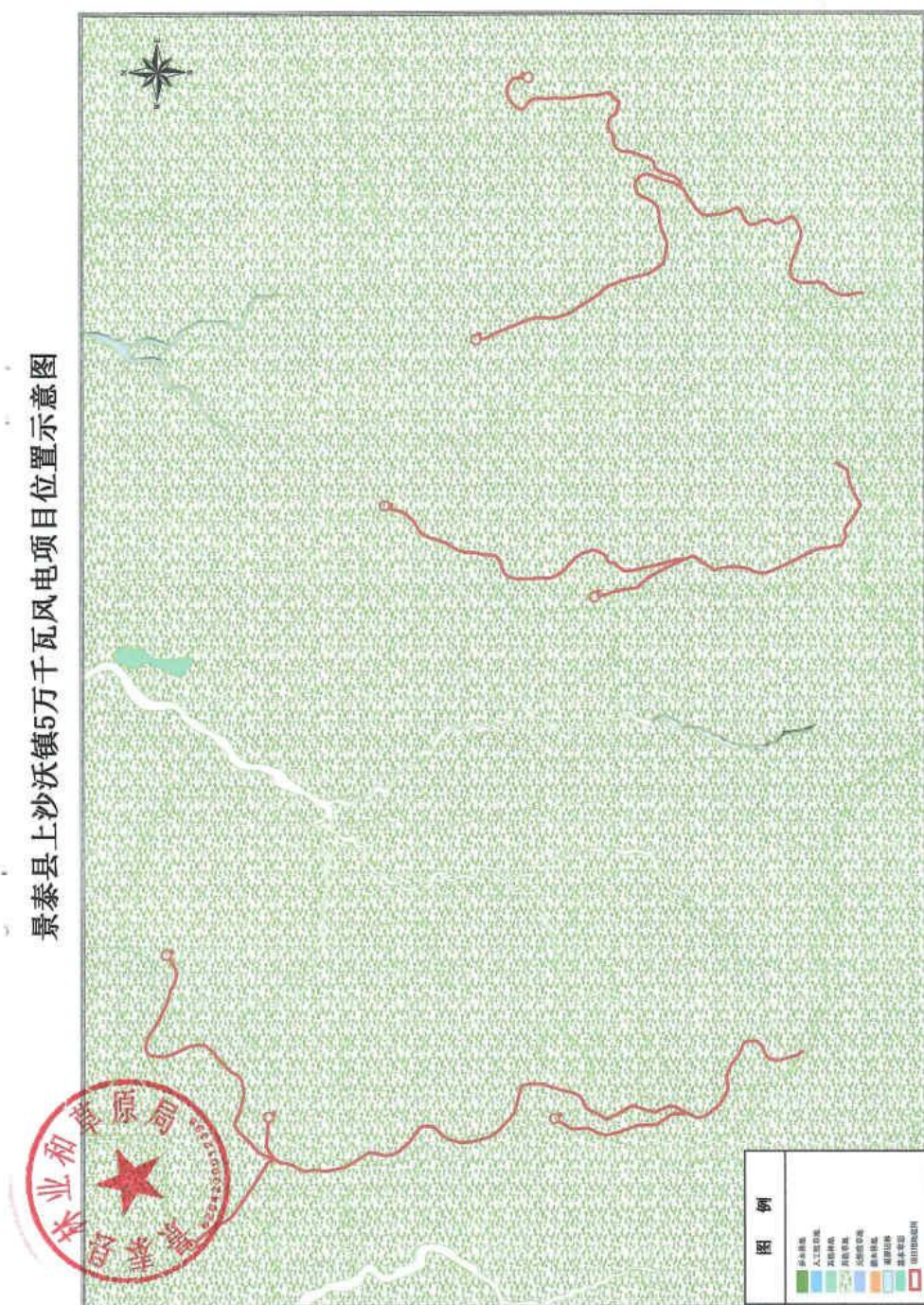
浙能白银陇泰新能源有限公司：

你单位报送的《关于核查景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目选址是否占用林草地、自然保护地、是否有沙冬青等国家级保护野生植物情况的报告》（浙能陇泰〔2025〕3 号）收悉，经核查确认，景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目用地不在自然保护区范围内，不占用林地，不占用天然牧草地，不占用人工牧草地，占用其他草地，用地范围内不涉及沙冬青等重点保护野生植物。同意选址，在开工建设前办理草地征占用手续（附图）。

特此函告



景泰县上沙沃镇5万千瓦风电项目位置示意图



景泰县文物局

景文物函字〔2025〕29 号

景泰县文物局 关于景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目建设用 地是否在文物保护区的回复函

浙能白银陇泰新能源有限公司：

《浙能白银陇泰新能源有限公司关于核查景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目建设用地是否涉及占用文物保护区和风景名胜区的请示》（浙能陇泰〔2025〕15 号）我局已收悉，经我单位工作人员核查，该风电项目建设用地不在已知不可移动文物保护单位保护范围和建设控制地带内。根据《文物保护法》第二十九条和“先调查，后建设”“先考古，后出让”的要求，在实施进行大型基本建设工程之前，建设单位应当事先报请省人民政府文物行政部门组织从事考古发掘的单位在工程范围内有可能埋藏文物的地方进行考古调查、勘探。

按照文物保护法及相关法律规定，如在施工过程中发现疑似文物，必须立即停工进行保护，并在 24 小时内上报我局，以确保文物安全。如贵单位选址发生变动，请函告我局进行核查。

特此函复

附件：1 关于景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目建设用地选

址坐标

2 关于景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目建设用地位

置图



景泰县上沙沃镇人民政府

景上函字〔2025〕16 号

上沙沃镇人民政府 关于对景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目开展 前期工作的复函

浙能白银陇泰新能源有限公司：

贵公司《关于景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目开展前期工作的请示》收悉，经核查，景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目使用上沙沃镇部分土地作为该项目的拟选场地，不与其他项目冲突，原则上同意该项目拟选场址范围，请尽快与相关业务部门协调办理土地审批事宜，妥善处理占地赔偿等事宜，出现矛盾纠纷及时同镇村两级沟通协调解决。

上沙沃镇人民政府
2025 年 3 月 6 日

景泰县农业农村局

关于景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目建设 用地是否占用粮食生产功能区和重要农 产品生产保护区核查的回复函

浙能白银陇泰新能源有限公司：

你单位《关于核查景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目建
设用地是否占用粮食生产功能区和重要农产品生产保护区
的请示》（浙能陇泰〔2025〕16 号）已收悉，经核查，景泰
县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目建设用地范围内不涉及农户确
权耕地、不占用高标准农田项目区。

附件：上沙沃镇 5 万千瓦风电项目建设用地占地图

景泰县农业农村局
2025 年 3 月 7 日

上沙沃镇 5 万千瓦风电项目建设用地占地图



据查，该范围不涉及农户确权耕地

景泰二期 风电场布置图-供预审(带地形)

景泰二期风电场用地预审_track_track.cpg

景泰二期风电场用地预审_track_track.dbf

景泰二期风电场用地预审_track_track.prj

景泰二期风电场用地预审_track_track.shp

景泰二期风电场用地预审_track_track.shx

景泰二期风电场用地预审0219.dwg

景泰县自然资源局

景自然资源局〔2025〕85 号

景泰县自然资源局 关于景泰县上沙沃 5 万千瓦风电项目 选址意见的复函

浙能白银陇泰新能源有限公司：

你单位《关于核查景泰县上沙沃 5 万千瓦风电项目拟选址是否涉及国土敏感性因素的请示》（浙能陇泰〔2025〕6 号）已收悉，该项目建设内容包括 8 个风机点位和检修道路，具体核查意见如下：

1、该项目用地范围不在城镇开发边界范围内，不涉及景泰县生态保护红线。

2、该项目用地范围不占永久基本农田和耕地。

3、该项目用地范围内无矿业权设置。

原则同意该项目选址。

附件：1. 景泰县上沙沃 5 万千瓦风电项目范围与城镇开发边界及生态保护红线位置关系图

2. 景泰县上沙沃 5 万千瓦风电项目范围与永久基本农田位置关系图

3. 景泰县上沙沃 5 万千瓦风电项目范围与景泰县已设
矿业权位置关系图



景泰县水务局

景水函字〔2025〕123 号

景泰县水务局 关于景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目建设 用地的核查函

浙能白银陇泰新能源有限公司：

你公司《关于核查景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目建设用地是否占用重要设施的请示》（浙能陇泰〔2025〕9 号）收悉，经我单位工作人员核查，结果如下：

1. 该用地不占用河道；
2. 该用地未涉及农村集中式饮用水水源地，在建设过程中，若发现人饮管线，建议规避和保护；
3. 该项目建设用地属白银市北部风沙区市级水土流失重点治理区，开工建设前依法编制水土保持方案报水行政部门审批许可，并履行水土保持法定义务；
4. 在该风电场建设过程中，如发现水利设施，应采取相应的保护措施，并及时上报水行政主管部门。

特此函告



证照编号 620400202500008

中华人民共和国 建设项目 用地预审与选址意见书

用字第 6204232025XS0007565 号

根据《中华人民共和国土地管理法》《中华人民共和国城乡规划法》和国家有关规定，经审核，本建设项目符合国土空间用途管制要求，核发此书。



核发机关 白银市自然资源局

日期 2025年04月30日



工程代码: 2502-620400-04-05-954704
甘肃省工程建设项目审批管理系统



基 本 情 况	项 目 名 称	景泰县上沙沃镇5万千瓦风电项目
	项 目 代 码	2502-620400-04-05-954704
	建设单位名称	浙能白银陇泰新能源有限公司
	项目建设依据	《白银市“十四五”能源发展规划》
	项目拟选位置	白银市景泰县红水镇、上沙沃镇。
	拟用地面积 (含各地类明细)	总用地面积3.0059公顷，均为农用地（其他草地）。
	拟建设规模	新建风电机组、机组变电站、检修道路等。

附图及附件名称
1、预审要求；2、用地范围图。

遵守事项

- 一、本书是自然资源主管部门依法审核建设项目用地预审和规划选址的法定凭据。
- 二、未经依法审核同意，本书的各项内容不得随意变更。
- 三、本书所需附图及附件由相应权限的机关依法确定，与本书具有同等法律效力，附图指项目规划选址范围图，附件指建设用地要求。
- 四、本书自核发有效期三年，如对土地用途、建设项目选址等进行重大调整的，应当重新办理本书。

白银市发展和改革委员会文件

市发改能源〔2025〕115 号

白银市发展和改革委员会 关于景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目 核准的批复

浙能白银陇泰新能源有限公司：

报来《景泰县发展和改革局关于景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目申请核准的报告》（景发改发〔2025〕183 号）、《浙能白银陇泰新能源有限公司关于申请办理景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目核准的请示》（浙能陇泰〔2025〕21 号）已于 2025 年 4 月 30 日收悉。经研究，现就该项目核准事项批复如下。

一、为加快我市将资源优势转变为经济优势，促进地方经济社会发展。依据《行政许可法》第三十二、三十八条、《企

业投资项目核准和备案管理条例》第十条、国家发展改革委《企业投资项目核准和备案管理办法》第二十五、三十二条和《甘肃省企业投资项目核准和备案管理办法》第二十四、三十一条等法律规章条文规定，同意建设景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目（项目代码：2502-620400-04-05-954704）。项目业主为浙能白银陇泰新能源有限公司。

二、项目建设地点：景泰县上沙沃镇骆驼水村、红水镇红沙岷村，项目中心点坐标为 35396628.6840，4143258.8615。

三、项目建设规模及内容：项目装机容量 5 万千瓦，安装 8 台 6.25 兆瓦风力发电机组，以 1 回 110kV 线路接入电网，本工程最终方案以电网接入系统批复方案为准。其中项目总用地规模为 3.0059 公顷，均为农用地（其他草地）。8 台风电机组用地 0.3824 公顷，8 台机组变电站用地 0.0304 公顷，运行期检修道路长度 7.408 千米、宽度 3.5 米，检修道路用地 2.5931 公顷。配套 5MW/10MWh 储能装置，额定功率按电源总功率的 10%、时长 2 小时的原则配置。

五、严格执行项目建设环保和资源利用等方面要求，落实施工过程中有关环境保护要求，采取有效防尘降噪措施，采用高性能、低损耗节能变压器及其它电气设备，减少电能损耗；

社会稳定风险评估实行报备制。

六、招标内容：根据《甘肃省招标投标条例》第六条、第十条规定，本工程勘察、设计、施工、监理等单位的选择和主要设备及材料的采购必须通过公开招标确定。

七、按照相关法律、行政法规的规定，核准项目应附前置条件的相关文件分别是《建设项目用地预审与选址意见书》（用字第 6204232025XS0007565 号）、《景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目核准申请报告》、《景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目核准申请报告评估报告》、《景泰县上沙沃镇 5 万千瓦风电项目社会稳定风险评估报告》。

八、如需对本项目核准文件所规定的建设地点、建设规模、主要建设内容等进行调整，请按照《企业投资项目核准和备案管理条例》第十一条、国家发展改革委《企业投资项目核准和备案管理办法》第三十七条、《甘肃省企业投资项目核准和备案管理办法》第三十四条等法律规章条文规定，及时提出变更申请，我单位将根据项目具体情况，作出是否同意变更的书面决定。

九、请浙能白银陇泰新能源有限公司在项目开工建设前，依据相关法律、行政法规规定办理规划许可、土地使用、资源利用、安全生产、环评等相关报建手续。

十、本核准文件有效期 2 年，自发布之日起计算。在核准文件有效期内未开工建设，应在 2 年期限届满的 30 个工作日

前，向我委申请延期开工建设，开工建设只能延期一次，期限最长不得超过 1 年。项目在核准文件有效期内未开工建设也未申请延期的，或虽提出延期申请但未获得批准的，本核准文件自动失效。

十一、严格按照工程建设要求，加大初步设计阶段对现场勘察设计的深度，杜绝“三边”工程，避免计划调整和大量的设计变更，对确需变更和调整的项目必须按规定程序进行报批。

白银市发展和改革委员会
2025 年 5 月 6 日



公开属性：依申请公开

抄送：市自然资源局，市林草局，市统计局，景泰县发展和改革局。

白银市发展和改革委员会办公室

2025 年 5 月 6 日印发
