

工程编号：QY-B202204C-A01



国家电网
STATE GRID

青龙建昊土门子 215MW 光伏发电项目

-220kV 升压站新建工程

初步设计说明书

STATE GRID

秦皇岛福电电力工程设计有限公司

咨询证号：工咨乙 91130300758920011C-19ZYY19

设计证号：A213006808

2023 年 04 月

批 准： 杨光

审 核： 高超 董志宏 魏倩

校 核： 孙超 王婷 邱海军 张晶怡

编 制： 张磊 李宁 王旭 张丽丽

目录

目录	I
1 综合说明	3
1.1 概述	3
1.2 工程地质	5
1.3 项目任务与规模	5
1.4 电气设计	1
1.5 土建设计	3
1.6 消防设计	4
1.7 施工组织设计	4
1.8 工程管理设计	4
1.9 站址处设施迁移内容.....	5
2 工程地质	6
2.1 工程任务	6
2.2 勘察依据	6
2.3 水文、气象	7
2.4 地形、地貌	8
2.5 场地不良地质作用.....	8
2.6 地层岩性	8
2.7 场地的水文地质条件.....	9
2.8 场地稳定性	9
2.9 场地地震效应	9
2.10 地基土承载力特征值及压缩模量.....	10
2.11 地基、基础方案建议.....	10
2.12 建议和结论	10
3.1 电气一次	12
3.2 电气二次	20
3.3 通信部分	48
4 土建设计	61
4.1 概述	61
4.2 设计依据和场址自然条件.....	61
4.3 电站总平面布置	63
4.4 升压站内主要建（构）筑物建筑设计.....	64
4.5 升压站内主要建（构）筑物结构设计.....	66
4.6 管理区主要建筑物给排水设计.....	67
4.7 管理区主要建筑物暖通设计.....	67
4.8 地基处理	69
4.9 土建工程量表	69
5 消防设计	71
5.1 工程消防总体设计.....	71
5.2 工程消防设计	71
5.3 施工消防	73
6 施工组织设计	74
6.1 施工条件	74
6.2 施工总布置	74

6.3 施工交通运输	75
6.4 工程用地原则	75
6.5 施工总布置方案	75
5.6 施工总进度方案	76
7 工程管理设计	77
7.1 工程管理范围	77
7.2 工程管理机构	77
7.3 主要管理设施	78
7.4 电站运行维护	79

第一章综合说明

1 综合说明

1.1 概述

1.1.1 项目名称

青龙建昊土门子 215MW 光伏发电项目-220kV 升压站新建工程。

1.1.2 建设规模

本项目本期装机容量为 215MW,通过 6 条集电线路接入 220kV 升压站 35kV 母线, 220kV 升压站以 1 回 220kV 架空线路送出。预留 2 号变及 220kV 线路汇集间隔位置。

1.1.3 地理位置

本站址位于青龙满族自治县土门子镇,距离土门子人民法庭约 200m,县道 X681 道路东侧。站址区域用地性质为建设用地。场地内堆有砂石建筑材料,并零星分布 1 层附属建筑物,且种有少量杨树,地势较为平坦。进站道路与西北侧的县道 X681 相连,长度约为 46 米,可满足站内主变等大件运输要求。

本站址地理位置示意图 1.1。



图 1.1 本工程站址地理位置图

1.1.4 编制原则和依据

设计的主要内容包括工程任务与规模、电气设计、总平面布置及土建设计、工程消防设计、施工组织设计、工程管理设计、工程设计概算等。

本报告依据的主要规程、规范为：（各专业相关规程、规范详见各章节）

- （1）《变电所总布置设计技术规程》DL/T5056-2007
- （2）《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》GB/T50062-2008
- （3）《导体和电器选择设计技术规定》DL/T5222-2005
- （4）《低压配电设计规范》GB50054-2011
- （5）《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T6451-2008
- （6）《电力工程电缆设计规范》GB50217-2007
- （7）《交流电器装置的接地》DL/T621-1997
- （8）《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T620-1997
- （9）《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB50169-2006
- （10）《并联电容器装置设计规范》GB50227-2008
- （11）《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T5137-2001
- （12）《电力系统调度自动化设计技术规程》DL5003-2005
- （13）《继电保护和安全自动装置技术规范》GB14285-2006
- （14）《3~220kV 高压配电装置设计规范》GB50060-2008
- （15）《工业计算机监控系统抗干扰技术规范》CECS81-96
- （16）《静态继电保护及安全自动装置通用技术条件》DL/T478-2001
- （17）《电力系统继电保护及安全自动装置反事故措施要点》
- （18）《低压开关设备和控制设备》GB/T14048
- （19）《电力工程直流系统设计技术规程》DL/T5044-2004
- （20）《火灾自动报警系统设计规范》GB50116-2013
- （21）《电能计量装置技术管理规程》DL/T448-2000
- （22）《火力发电厂，变电所二次接线设计技术规程》DL/T5136-2001
- （23）《电力系统通信设计技术规定》DL/T5157-2007
- （24）《电力系统自动交换电话网技术规范》DL/T598-2010
- （25）《电力系统数字调度交换机》DL/T795-2001
- （26）《通信用高频开关电源系统》YD/T1058-2007
- （27）《通信用阀控式密闭铅酸蓄方阵》YD/T799-2010

(28)《建筑电气工程施工质量验收规范》GB50303-2002

(29)其他相关的国家，行业标准规范，设计手册等。

1.2 工程地质

(1) 场地基本稳定，较适宜本工程建设。

(2) 本区抗震设防烈度为 6 度,设计地震分组为第三组，设计基本地震加速度值为 0.05g，建筑场地类别为 II 类，特征周期值为 0.45s。场地为非液化场地。场地属建筑抗震一般地段。

(3) 场地及其附近无岩溶、滑坡、危岩和崩塌、泥石流、采空区、地面沉降、地震液化和全新活动断裂等不良地质作用和地质灾害。

(4) 本区标准冻结深度为 1.09m。

(5) 本区场地环境类型为 II 类且地基土未受到污染，本区地下水对混凝土结构有微腐蚀性；在干湿交替和长期浸水条件下地下水对钢筋混凝土结构中钢筋有微腐蚀性。地基土对建筑材料有微腐蚀性。

(6) 勘察期间未发现对工程不利的地下埋藏物。

(7) 根据勘察结果和拟建工程基础埋深并结合当地已有工程经验，建议采用天然地基基础方案，以②圆砾为基础持力层。承载力特征值 $f_{ak}=180\text{kPa}$ 。

(8) 勘察期间地下水稳定水位埋深 1.30~3.50m，高程 220.03~221.78m；地下水对基槽开挖有影响。场地较开阔，地上附属建筑较少。

1.3 项目任务与规模

保护与改善人类赖以生存的环境，实现可持续发展，是世界各国人民的共同愿望。我国政府已把可持续发展作为经济社会发展的基本战略，并采取了地系列重大举措。合理开发和节约使用自然资源，改进资源利用方式，调整资源结构配置，提高资源利用率，都是改善生态、保护环境的有效途径。

太阳能是清洁的、可再生的能源，开发太阳能符合国家环保、节能政策，光伏电站的开发建设可有效减少常规能源尤其是煤炭资源的消耗，保护生态环境，营造出山

川秀美的旅游胜地。从太阳能资源利用、电力系统供需、项目开发条件，本项目建设 215MW 规模是合适的，建成后可增加当地电量供应，促进地区经济可持续发展、促进能源电力结构调整、改善生态、保护环境、促进当地经济发展。

1.4 电气设计

1.4.1 电气一次

根据接入系统评审意见，本升压站以 1 回 220kV 线路接入平方 220kV 变电站接入电网。线路单回架设，导线型号为 $2\times\text{JNRLH1/G1A-300/40}$ 钢芯耐热铝合金绞线。

本项目额定容量规模 215MW，配套建设设置 220kV 出线间隔 1 个、PT 间隔 1 个、主变间隔 1 个，并预留主变间隔 1 个，用于后期项目接入。升压站主变容量为 $1\times 240\text{MVA}$ ，电压比： $230\pm 8\times 1.25\%/37\text{kV}$ 。结合当地电网现状，以 1 路 220kV 电压等级线路送出。

升压站装机容量为 215MVA。220kV 母线拟采用单母线接线，采用 AIS 设备，敞开式中型布置。35kV 侧母线采用多段单母线接线，本项目共建设 2 段 35kV 母线。35kV 采用金属封闭开关设备，室内布置。220kV 系统为有效接地系统，中性点采用不固定接地方式，中性点设备配置有隔离开关、电流互感器及放电间隙等。

35kV 系统中性点拟采用经小电阻接地的方式。

经计算拟在 35kV 侧装设一台 850kVA 的接地变压器，并在其中性点加装一台接地电阻。

220kV 升压站主变低压侧配置 2 套 SVG+FC 动态无功补偿装置。补偿容量分别为 $15+10\text{Mvar}$ 。

本电站站内负荷自用电压为 0.4kV，采用中性点直接接地的三相四线制系统，站用电采用单母线接线，双电源供电。站外施工变压器在工程建设结束后将保留，做为电站站用电提供工作电源。此外由接地变压器兼做备用变压器为站用电提供备用电源，备用变压器电源引自电站内 35kV 母线。主备电源分别引入站用电双电源自动切换柜。

大型并网光伏电站必须有良好的避雷、防雷及接地保护装置。避雷、防雷装置应符合《建筑物防雷设计规范》GB50057-2010 要求，接地应符合《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB50169-2016 要求。

220kV 升压站设置 1 根 30m 高构架避雷针及 5 根 30 米高独立避雷针进行防直击雷保护。

为防止雷电侵入波和内部过电压的损坏电气设备，在各 35kV 进线以及 220kV 出线上均设置一组无间隙金属氧化物避雷器对雷电侵入波和其他过电压进行保护。

35kV 配电装置母线设有无间隙金属氧化物避雷器。

为了保证人身和设备的安全，升压站内敷设以水平接地体为主，辅以垂直接地极的人工接地网，并充分利用土建金属基础钢筋作为自然接地体。接地网外缘闭合，升压站内所有电气设备均应接地，主接地网敷设于冻土层以下。升压站设一个总的接地网。

1.4.2 电气二次

本光伏电站按“无人值班”（少人值守）的原则进行设计。

电站采用以计算机监控系统为基础的监控方式。整个光伏电站安装一套综合自动化系统，具有保护、控制、通信、测量等功能，可实现对光伏发电系统及升压站的全功能综合自动化管理，实现光伏电站与地调端的遥测、遥信功能及发电公司的监测管理。

结合本电站自动化水平的要求，本电站采用微机型继电保护装置。根据 GB50062-2008《电力装置的继电保护和自动化装置设计规范》及 GB14285-2006《继电保护和安全自动装置技术规程》的要求，为 220kV 线路、220kV 主变压器、35kV 进线、35kV 出线、35kVSVG、箱式变压器、逆变器等配置保护。

直流控制电源系统设置 2 套 400Ah 的成套直流电源装置可满足光伏电站事故停电 2h 的放电容量和事故放电末期最大冲击负荷容量。直流系统布置在电子设备间内。

设置一套视频安防监控系统，实现对电站主要电气设备，光伏电池、主控室、进站通道等现场的视频监视。图像监控及安全警卫系统采用数模结合的方式。在主控室设置控制中心。

根据接入系统报告，建昊土门子升压站至平方变电站的送出线路为业主自建，故建昊土门子升压站至平方变电站的送出线路的系统站侧、光伏电站外引电源所用变高压侧为计量关口点，计量电度表按 1+1 配置，计量电度表要求有功 0.2S 级，无功 2 级，双向计量。

光伏电站配置 1 套满足《光伏电站接入电力系统技术规定》GB/T19964-2012 要求的光功率预测系统。

1.5 土建设计

本站址位于青龙满族自治县土门子镇，距离土门子人民法院约 200m，县道 X681 道路东侧。站址区域用地性质为建设用地。场地内堆有砂石建筑材料，并零星分布 1 层附属建筑物，且种有少量杨树，地势较为平坦。进站道路与西北侧的县道 X681 相连，长度约为 46 米，可满足站内主变等大件运输要求。

建筑场地类别为 II 类，属建筑抗震一般地段。本区抗震设防烈度为 6 度，设计地震分组为第三组，设计基本地震加速度值为 0.05g，特征周期值为 0.45s。场地为非液化场地。本区标准冻结深度为 1.09m。

1.5.1 总平面布置

220kV 升压站围墙内用地尺寸为 153.5m×120m，围墙内占地面积为 1.8420ha（合约 27.630 亩）。升压站进行分区设计，从西向东分为管理区、储能区、变电区三部分。其中西侧管理区内设综合楼、辅助用房、部分水工构筑物等设施，此区域内为硬化场地，并做绿化以美化站区。储能设备全部位于站区中部。站区东侧为变电区，中部设有配电楼、主变压器及接地变，北部布置 SVG、电容器等电气设备，母线及出线架构位于站区东侧，向东架空出线。进站大门设置在站区西北角。

《关于拟建土门子光伏汇集站站址的防洪设计意见》中指出“本地段洪水重现期 100 年一遇的最高洪水位标高为 225.20 米”，根据 GB 50201-2014《防洪标准》中 7.3.2 条规定，220kV 等级的变电站防洪标准不应低于一百年一遇的洪水位，故站址最低处即站区围墙根部标高定为 225.20 米。为使雨后场地积水能够迅速排除，结合工艺要求，综合考虑站区地形、场地及道路允许坡度、站区排水方式、土石方平衡等条件，并考虑站内建构筑物、地下管线、沟道等布置，整个站区竖向布置采用平坡式，站区中心为最高处，向四周找坡不小于 0.5%，雨水经围墙上排水孔排至站外，站区围墙外周圈设置排水沟便于雨水溢出。

1.5.2 土建工程设计

本工程建（构）筑物主要为综合楼、配电楼、辅助用房、水工构筑物、主变压器基础及油池、站变基础、接地变基础、SVG 基础、电容器基础、独立避雷针、母线及出线架构等。

站内建筑物主要指标为：综合楼为地上两层钢筋混凝土框架结构，建筑面积为 500.80 m²，配电楼为地上一层钢筋混凝土框架结构，建筑面积为 329.56 m²，辅助用房为地上一层砌体结构，建筑面积为 100.14 m²。

1.6 消防设计

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、灭火、排烟、救生等方面作完善的设计,力争做到防患于未“燃”,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。

电站场区内、外交通道均大于等于 4m,都能兼作消防车道,各主要建筑物均有通向外部的安全通道。

根据《建筑设计防火规范》GB50016-2014(2018 版)及《光伏电站设计规范》GB50797—2012 等相关规定,本工程综合楼耐火等级均为戊类二级且体积不超过 3000m³,配电楼耐火等级为丁类,体积大于 3000 立方米,所以站内需设置消防给水系统。室外消防管网采用环网布置,平时管网压力由消防稳压设备维持,发生火灾时再启动消防泵。

变压器消防采用排油注氮,周围设室外消火栓和火灾探测报警装置,并设置专放灭火器的消防箱,箱内配推车式干粉灭火器及手提式灭火器。

场内重要场所设有通信电话。

1.7 施工组织设计

工程所用建筑材料水泥、砂石料可从周边县市购进,通过高速公路和乡道运至施工现场。

施工电源从附近变电站或农电以 10kV 引接,设变压器降压后供混凝土搅拌站、钢筋(钢结构)加工厂等生产建筑的用电。

施工用水按永临结合考虑,初步考虑利用站内新建深井供施工用水及将来的生活、阵列清洗用水。

电站施工采用商用成品混凝土,以方便各建筑物、设备施工。施工人员尽量使用当地劳力,以节约施工生活、管理区占地面积;可在综合用房周围空地设置小面积的材料堆放场、钢结构及木材加工场、施工办公区。

施工周期初步确定 6 个月。

1.8 工程管理设计

根据原能源部颁发的能源人(1992)64 号文“关于新型电厂实行新管理办法的若干意见的通知”及原电力部颁发的电安生(1996)572 号文件“关于颁发《电力行业——流水发电厂考核标准》(试行)通知”的精神,结合工程具体情况,本 220kV

升压站按照无人值班、少人值守的原则进行设计。

1.9 站址处设施迁移内容

站址范围内有一条 10kV 线路通过,需迁改,改为电缆直埋方式,长度估算为 160m;并有 2 台变压器需移位,需恢复 150 米低压电缆。

第二章工程地质

2 工程地质

2.1 工程任务

2.1.1 工程概况

本站址位于青龙满族自治县土门子镇，距离土门子人民法庭约 200m，县道 X681 道路东侧。站址区域用地性质为建设用地。场地内堆有砂石建筑材料，并零星分布 1 层附属建筑物，且种有少量杨树，地势较为平坦。进站道路与西北侧的县道 X681 相连，长度约为 46 米，可满足站内主变等大件运输要求。路况优良，交通便捷。

2.1.2 勘察目的与任务

本次勘察为初步勘察阶段，其目的任务和要求是：应初步提供岩土工程资料和设计、施工所需的岩土参数；对建筑地基做出岩土工程评价，并对地基类型、基础型式、地基处理、基坑支护、工程降水和不良地质作用的防治等提出建议。

本次勘察主要应进行下列工作：

（1）搜集附有坐标和地形的建筑总平面图，场区的地面整平标高，建筑物的性质、规模、荷载、结构特点、基础型式、埋置深度，地基允许变形资料；

（2）查明不良地质作用的类型、成因、分布范围、发展趋势和危害程度，提出整治方案的建议；

（3）初步查明建筑范围内岩土层的类型、深度、分布、工程特性，分析评价地基的稳定性、均匀性和承载力；

（4）初步查明埋藏的河道、沟浜、墓穴、防空洞、孤石、旧建筑物基础等对工程不利的埋藏物；

（5）初步查明地下水的埋藏条件，提供地下水位及其变化幅度；判定水和土对建筑材料的腐蚀性；

（6）提供场地土的标准冻结深度；

（7）进行场地和地基的地震效应评价；判定有无液化层，计算液化指数并评价地基的液化等级，划分建筑场地类别，划分对建筑抗震有利、不利或危险地段；

（8）提出地基与基础设计施工方案建议。

2.2 勘察依据

本次勘察工作遵循的规范、规程及技术标准有：

-
- (1)岩土工程勘察合同和勘察任务委托书、设计图纸
 - (2)《岩土工程勘察规范》(GB50021-2001)2009 年版
 - (3)《工程勘察通用规范》(GB55017-2021)
 - (4)《建筑与市政工程通用抗震规范》(GB55002-2021)
 - (5)《建筑与市政地基基础通用规范》(GB55003-2021)
 - (6)《建筑地基基础设计规范》(GB50007-2011)
 - (7)《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)
 - (8)《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010)2016 年版
 - (9)《建筑抗震设防分类标准》(GB50223-2008)
 - (10)《建筑工程抗震管理条例》(2021 年 9 月 1 日起施行)
 - (11)《工程岩体分级标准》(GB/T50218-2014)
 - (12)《土工试验方法标准》(GB/T50123-2019)
 - (13)《建筑工程地质勘探与取样技术规程》(JGJ/87-2012)
 - (14)《建筑地基处理技术规范》(JGJ79-2012)
 - (15)《建筑地基基础检测技术规程》(DB13(J)148-2012)
 - (16)《河北省建筑地基承载力技术规程》[DB(J)/T48-2005]
 - (17)《岩土工程勘察安全标准》(GB/T50585-2019)
 - (18)《建筑工程抗浮技术标准》(JGJ476-2019)
 - (19)《房屋建筑和市政基础设施工程勘察文件编制深度规定》(2020 年)

2.3 水文、气象

青龙满族自治县地处中纬欧亚大陆东岸,属北温带大陆季风性气候。受太阳辐射、大气环流和地理、地形等因素影响和制约,四季分明,日照充足。

春季天气多变,时冷时热,时刮西北、西南大风,干旱少雨,经常发生春旱。

夏季炎热,雨水集中,经常因大雨或暴雨造成山洪暴发,河水猛涨,形成洪灾和泥石流。秋季晴朗少云,气候适宜,昼暖夜冷,气温变化显著,平均昼夜温差在摄氏 10 度左右。

冬季寒冷干燥,降雪稀少,最大冻土深度 1.09m,一般年份 0.8—1.0m。

全县多年平均气温 10℃,年极端最高气温 38.7℃(1972.7.17),年极端最低 29.2℃(1962.2.13),平均无霜期 152-170 天。

多年平均降雨量 708.62mm (1957-2001 年)。

全县降雨特点有三：一是地理分配不均，在长城沿线形成肖营子、祖山两个暴雨中心，多年平均降水量大于 700mm。二是年内分布不均，6-9 月份降雨量站全年的 80%以上，而 1982 年仅 348.6mm，为最低年份，前者是后者的 3 倍多。由于上述特点，使得本县旱洪灾害交替发生。

2.4 地形、地貌

本区曾遭受长期复杂构造运动的影响，不同时期、不同方向、不同性质、不同序次的构造行迹迭置在一起，互相穿插、互相影响。

区域构造纬向构造带与北北东向新华夏构造带交汇部位。基底在早期以褶皱构造为主，晚期以断裂构造为主。断层、断裂带广泛发育。密云～喜峰口大断裂和青龙一架子山断裂带构成本区主要构造格局。密云～喜峰口大断裂自本区南部穿过，在图幅内主要呈北东向展布，过马圈子又转为正常的近东西。架子山—青龙断裂带北段走向北北东，南延至密云～喜峰口～青龙大断裂的北侧，走向逐步变为北东向—北东东向，形成向东南突出的弧形构造带。地貌单元属山前河流冲洪积平原。

勘察期间场地内有零星分布 1 层附属建筑物。场地内堆有砂石建筑材料。地面高程 222.33～223.97m。

2.5 场地不良地质作用

根据本次勘察结果和区域地质构造资料，场地内及附近无岩溶、滑坡、危岩和崩塌、泥石流、采空区、地面沉降，地震液化、无全新活动断裂通过等不良地质作用和地质灾害。

2.6 地层岩性

根据勘察结果，在钻探深度内场地地层结构按岩性、年代成因分为第四系全新统冲积粉土(Q_4^{al})，第四系全新统冲洪积圆砾卵石(Q_4^{al+pl})，下伏侏罗系髫髻山组安山岩(J_{2t})。地层按工程地质分层自上而下可分为 3 层，分层描述如下：

①粉土(Q_4^{al})：黄褐，湿，密实，切面无光泽，无摇振反应，干强度和韧性低，含砂粒和植物根系。地面高程 222.33～223.97m，层厚 0.50m。分布范围：场地均有分布。

②圆砾(Q_4^{al+pl})：杂色，湿-饱和，中密-密实，砾卵石母岩成分为花岗岩、片麻岩、砂砾岩、安山岩等，卵石粒径 2-15cm，含量 40-50%，呈亚圆形，中粗砂充填，夹粗砂和粉土层，厚度一般 0.20-0.40m。层顶高程 221.83～223.47m，层顶埋深 0.50m，层厚 4.00～5.10m。分布范围：场地均有分布。

③强风化安山岩(J_{2t}):灰褐,矿物成分为斜长石、角闪石,斑状结构,块状构造,裂隙发育,岩芯呈碎块状、块状,为软岩-较软岩,岩体基本质量等级为V级。层顶高程 217.18~219.11m,层顶埋深 4.50~5.60m,揭露厚度 14.40~15.50m。分布范围:场地均有分布。

2.7 场地的水文地质条件

根据本次勘察结果,勘察期间地下水稳定水位埋深 1.30~3.50m,高程 220.03~221.78m。

本区地下水类型为第四系孔隙水和基岩裂隙水,水力性质均为潜水。

第四系孔隙水含水层为②圆砾层,渗透系数经验值为 15-20m/d。

基岩裂隙水含水层③强风化安山岩,富水性不均,渗透系数经验值 0.50-1m/d。

地下水受大气降水和侧向径流补给,蒸发、侧向径流和人工开采排泄,地下水位年变化幅度为 1.00~2.00m。

根据 zk5 和 zk15 钻孔地下水所取水样水质分析报告,地下水化学类型为 $5\text{CO}_3 \cdot \text{SO}_4\text{-Ca} \cdot \text{Mg}$ 型,PH=7.10~7.21,侵蚀性 CO_2 为 0.00mg/l。

地基土易溶盐含量为 501.698-558.457mg/kg, PH=7.20。

按《岩土工程勘察规范》(GB50021-2001)2009 年版,本区场地环境类型为 II 类且地基土未受到污染,本区地下水对混凝土结构有微腐蚀性;在干湿交替和长期浸水条件下地下水对钢筋混凝土结构中钢筋有微腐蚀性。地基土对建筑材料有微腐蚀性。

2.8 场地稳定性

根据勘察结果和《城乡规划工程地质勘察规范》(CJJ57-2012),本场地内及附近无全新活动断裂,属建筑抗震一般地段,无其他不良地质作用和地质灾害发生。评价场地稳定性为基本稳定。

地基岩土承载力满足要求,无软弱下卧层,地下水渗流对地基影响较小;地质环境较好,无不良地质作用和地质灾害发生。评价地基为基本稳定。

2.9 场地地震效应

根据《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010)2016 年版附录 A 和按《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015),青龙满族自治县土门子镇建筑抗震设防烈度为 6 度,峰值加速度为 0.05g,反应谱特征周期 0.45s。

根据勘察结果,场地内无饱和砂土和粉土液化层,属建筑抗震一般地段。

按《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010)2016 年版和本次勘察结果判定,①粉

土为中软土；②圆砾为中软土-中硬土；③强风化安山岩为中硬土-坚硬土（坚硬土剪切波速值大于 500m/s）。综合确定本场地覆盖层厚度 d_{ov} 为 11m，计算场地覆盖层深度内岩土层等效剪切波速值见表 2，等效剪切波速值为 267.9~311.3m/s。综合评价建筑场地类别为 II 类，特征周期值为 0.45s。

2.10 地基土承载力特征值及压缩模量

各岩土层承载力特征值、变形参数值和岩土设计参数值表

地层编号	岩土名称	承载力特征值 F_{ak} (kPa)	压缩模量 E_s (MPa)	重力密度 γ (KN/m ³)	内摩擦角 Φ (度)	黏聚力 C (kPa)	极限侧阻力标准值 q_{sik} (kPa)	抗拔系数 λ_i
①	粉土	--	--				---	
②	圆砾	180	15.0				80	0.65
③	强风化安山岩	500	50.0				160	0.70

2.11 地基、基础方案建议

根据勘察结果和拟建工程基础埋深并结合当地已有工程经验，建议采用天然地基基础方案，以②圆砾为基础持力层。承载力特征值 $f_{ak}=180\text{kPa}$ 。

2.12 建议和结论

(1) 场地基本稳定，较适宜本工程建设。

(2) 本区抗震设防烈度为 6 度,设计地震分组为第三组，设计基本地震加速度值为 0.05g，建筑场地类别为 II 类，特征周期值为 0.45s。场地为非液化场地。场地属建筑抗震一般地段。

(3) 场地及其附近无岩溶、滑坡、危岩和崩塌、泥石流、采空区、地面沉降、地震液化和全新活动断裂等不良地质作用和地质灾害。

(4) 本区标准冻结深度为 1.09m。

(5) 本区场地环境类型为 II 类且地基土未受到污染，本区地下水对混凝土结构

有微腐蚀性；在干湿交替和长期浸水条件下地下水对钢筋混凝土结构中钢筋有微腐蚀性。地基土对建筑材料有微腐蚀性。

（6）勘察期间未发现对工程不利的地下埋藏物。

（7）根据勘察结果和拟建工程基础埋深并结合当地已有工程经验，建议采用天然地基基础方案，以②圆砾为基础持力层。承载力特征值 $f_{ak}=180\text{kPa}$ 。

（8）勘察期间属枯水期，地下水位埋藏深 1.30~3.50m；地下水对基槽开挖有影响。场地较开阔，地上附属建筑较少。

第三章电气设计

3.1 电气一次

3.1.1 设计依据

- (1)《变电所总布置设计技术规程》DL/T5056-2007
- (2)《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》GB/T50062-2008
- (3)《导体和电器选择设计技术规定》DL/T5222-2005
- (4)《低压配电设计规范》GB50054-2011
- (5)《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T6451-2008
- (6)《电力工程电缆设计规范》GB50217-2007
- (7)《交流电器装置的接地》DL/T621-1997
- (8)《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T620-1997
- (9)《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》GB50169-2006
- (10)《并联电容器装置设计规程》GB50227-2008
- (11)《3~220kV 高压配电装置设计规范》GB50060-2008
- (12)《低压开关设备和控制设备》GB/T14048
- (13)其他相关的国家，行业标准规范，设计手册等。

3.1.2 接入系统方案

根据接入系统评审意见，本升压站以 1 回 220kV 线路接入平方 220kV 变电站接入电网。线路单回架设，导线型号为 2×JNRLH1/G1A-300/40 钢芯耐热铝合金绞线。

3.1.3 电站主接线

本工程建设容量为 215MW，经过技术经济比选后采取由逆变器交流输出 800V^{——升压——>}35kV^{——升压——>}220kV 两级升压并网的方式实现太阳能交流输出的并网送出。

拟定主接线方式如下：为了简化接线，节省回路数以及 35kV 开关柜数量，升压单元高压侧采用集电线路接至 35kV 开关柜，共构成 6 条集电线路接入升压站 35kV 配电装置母线，经一台容量为 240MVA、35/220kV 主变压器升压至 220kV 后接入电网，出线 1 回。35kV 侧采用单母接线，220kV 侧采用单母线接线。升压站主接线见电气附图。

升压站本期装机容量为 215MVA。220kV 母线终期拟采用单母线接线，本期建成单母线接线，220kV 终期出线 1 回，本期建设 1 回 220kV 出线。220kV 采用 AIS 设备，敞开式中型布置。35kV 侧母线采用多段单母线接线，终期出线 12 回，本期共建设 2 段 35kV 母线，出线 6 回。35kV 采用金属封闭开关设备，室内布置。本期 220kV 系统为有

效接地系统，中性点采用不固定接地方式，中性点设备配置有隔离开关、电流互感器及放电间隙等。

光伏电站出线由送出线路单位设计。

3.1.4 站用电

本电站站内负荷自用电电压为 0.4kV，采用中性点直接接地的三相四线制系统，站用电采用单母线接线，双电源供电。站外施工变压器在工程建设结束后将保留，做为电站站用电提供工作电源。此外由 35kV 站用变压器提供备用电源，备用变压器电源引自电站内 35kV 母线。主备电源分别引入站用电双电源自动切换柜。

表 3.1 所用电负荷统计表

序号	负荷名称	容量 (kW)	运行方式	计算功率 (kW)
1	220kV 配电装置交流电源 (一)	10	断续. 经常	10
2	220kV 配电装置交流电源 (二)	10	断续. 经常	(10)
3	220kV 配电装置检修电源	15	短时. 不经常	(15)
4	35kV 配电装置交流电源 (一)	10	断续. 经常	10
5	35kV 配电装置交流电源 (二)	10	断续. 经常	10
6	主变压器检修电源	15	短时. 不经常	(15)
7	二次设备室检修电源	15	短时. 不经常	(15)
8	主变端子箱交流电源 (一)	1	断续. 经常	1
9	主变端子箱交流电源 (二)	1	断续. 经常	(1)
10	充电浮充装置交流电源 (一)	20	连续. 经常	20
11	充电浮充装置交流电源 (二)	20	连续. 经常	(20)
12	充电浮充装置交流电源 (三)	20	连续. 经常	20
13	充电浮充装置交流电源 (四)	20	连续. 经常	(20)
14	中央控制室二次交流负荷电源 (一)	3	连续. 经常	3
15	中央控制室二次交流负荷电源 (二)	3	连续. 经常	(3)

16	UPS 电源（一）	8	连续. 经常	8
17	UPS 电源（二）	8	连续. 经常	（8）
18	UPS 电源（三）	8	连续. 经常	8
19	UPS 电源（四）	8	连续. 经常	（8）
20	火灾报警电源	2	连续. 经常	2
21	遥视系统电源	6	连续. 经常	6
22	继电保护试验电源屏电源 （一）	15	连续. 经常	15
23	继电保护试验电源屏电源 （二）	15	连续. 经常	（15）
24	SVG 控制柜电源	30	连续. 经常	30
25	电动大门电源	1	短时. 经常	1
26	消防泵电源（一）	15	短时. 不经常	15
27	消防泵电源（二）	15	短时. 不经常	（15）
28	潜污泵电源	0.75	短时. 不经常	（1.5）
29	生活泵电源（一）	0.75	短时. 经常	0.75
30	生活泵电源（二）	0.75	短时. 经常	（0.75）
	小计			133.75
照明加 热 部分				
1	门厅照明箱 AL1	34.5	连续. 经常	34.5
2	二层照明箱 AL2	39.3	连续. 经常	39.3
3	35k 配电室照明动力箱 AL3	3.5	连续. 经常	3.5
4	消防泵房照明箱	4.63	连续. 经常	4.63
5	门厅动力箱 AP1	64.3	连续. 经常	64.3
6	门厅动力箱 AP2	61.1	连续. 经常	61.1
7	备件库动力箱 AP3	48.52	连续. 经常	48.52
8	备件库动力箱 AP4	46.52	连续. 经常	46.52
9	二次设备室照明动力箱 AP5	3.5	连续. 经常	3.5
	小计			305.87

$$P=133.75\text{kW}\times 0.85+305.87\text{kW}=419.56\text{kW}$$

根据容量计算，站用变压器容量选择为 500kVA。

3.1.5 主要电气设备选择

本工程场址海拔小于 1000m，极端最高气温 38.7℃，极端最低气温-29.2℃。

根据接入系统短路电流，电站 220kV 电气设备参数按 50kA 来选型，35kV 电气设备参数按 31.5kA 来选型。

3.1.5.1 主变压器：

三相风冷有载调压变压器

型号:SFZ -240MVA/220

容量:240MVA

电压比:230±8×1.25%/37kV

阻抗参数:Ud=14%

接线方式:YN, d11

本变压器采用有载分接开关。

配充氮灭火装置

220kV 中性点设备采用成套设备。

3.1.5.2 220kV 屋外配电装置部分.

(1)SF6 断路器：

选用瓷柱式 SF6 断路器

额定电压： 252kV

额定电流： 3150A

额定开断电流：50kA

动稳定电流（peak）： 125kA

热稳定电流（R. M. S）： 50kA，4s

采用液压或弹簧操动机构。

(2)220kV 隔离开关型式：选用三柱水平旋转式。

设备参数如下：

额定电压： 252kV

额定电流： 3150A

动稳定电流（peak）：125kA

热稳定电流（R. M. S）： 50kA，4s

(3)电流互感器：户外、油浸、正立式

额定电流比：600-1200-2500/1A

准确级：5P30/5P30/5P30/5P30/5P30/5P30/0.2S/0.2S

动稳定电流（峰值）：125kA

热稳定电流（有效值）：50kA4s

(4) 电容式电压互感器：户外、油浸式

三相：额定电压比：220/ $\sqrt{3}$ /0.1/ $\sqrt{3}$ /0.1/ $\sqrt{3}$ /0.1/ $\sqrt{3}$ /0.1kV

准确级 0.2/0.2（3P）Z0.2（3P）/3P50/50/50/150VA/相

单相：220/ $\sqrt{3}$ /0.1/ $\sqrt{3}$ /0.10.2（3P）/3P10/10VA

(5) 氧化锌避雷器

型号：Y10WZ-204/532

配在线监测装置

3.1.5. 335kV 开关柜

本站 35kV 配电装置采用移开式户内交流金属封闭中置式开关柜，内装真空（电容器、SVG 开关柜）一体化断路器。

(1) 35kV 断路器

额定电压：40.5kV

额定电流：1250A（出线、SVG、电容、站变）2500A（主变进线）

额定开断电流：31.5kA

动稳定电流（peak）：80kA

热稳定电流（R.M.S）：31.5kA，4s

(2) 35kV 电流互感器

额定电压：40.5kV

额定电流比：保护、计量测量 2500/1（主进）、保护 800/1 计量、测量 400-800/1（出线、SVG、电容器）、保护 800/1 计量、测量 100/1（站变）

二次组合：5P30/5P30/5P30/0.2S/0.2S（主进）5P30/5P30/0.2S/0.2S（出线、SVG、电容、站变）

动稳定电流（peak）：80kA

热稳定电流（R.M.S）：31.5kA，4s

容量等参数见电气主接线图。

(3) 35kV 电压互感器

额定电压：40.5kV

额定变比：35/√3/0.1/√3/0.1/√3/0.1/√3/0.1/3kV

0.2/0.2（3P）/0.2（3P）/3P50/50/50/100VA

(4)氧化锌避雷器

型号：HY5WZ1-51/134

3.1.5.4 站用变

根据全站负荷统计，在满足全站动力电源的需求并留有余量前提下，二次负荷容量为 500kVA，选用容量为 500kVA 站变。

3.1.5.50.38KV 开关柜

低压开关柜采用 MNS 型抽屉开关柜。

3.1.5.6 无功补偿装置

电站内消耗无功功率的设备主要是升压变压器，为了补偿变压器的无功损耗，减少线路的功率损耗，降低线路的电压损失，应遵循无功补偿的原则进行无功补偿。本阶段考虑在电站内 35kV 侧装设动态无功补偿装置。一般动态无功补偿装置的容量按主变压器容量的 10%~30%配置，根据接入系统批复，建昊土门子 220kV 升压站内新建的主变低压侧应装设具备发出总容量不低于-9Mvar（感性）~+46Mvar（容性）的无功补偿装置，动态可连续调节无功补偿装置的响应时间不大于 30ms。本项目主变低压侧两段母线分别装设容量不低于 10Mvar 的容性和 15Mvar 的感性动态可连续调节的无功补偿装置，满足接入批复-9Mvar 感性~+46Mvar 容性的要求。SVG 采用户外直挂式，FC 采用户外安装。

滤波装置为满足 GB/T14549《电能质量公用电网谐波》和 GB/T24337《电能质量公用电网间谐波》的要求，电站投运后需进行电能质量测试，本电站管理区内部预留加装滤波装置及其并网开关柜的安装位置，最终是否需要配置有源滤波装置及有源滤波装置的配置型式以电能质量专题报告评估结果为准。

3.1.5.8 接地变及小电阻成套装置

根据规程规定：对于 35kV 配电装置，当单相接地故障电容电流达到 10A 时，为限制弧光过电压，中性点应采用小电阻接地方式，本工程 35kV 母线下的 35kV 接地电容电流约为 130.3A。故本项目在 35kV 母线设置 1 套容量为 850kVA 接地变及小电阻成套设备；设备阻性电流为 400A，小电阻的阻值为 53.5Ω。其成套装置最终容量根据施工图的最最终阵列布置及电缆长度确定。

本工程场区集电线路统计电缆总长度约 30km，架空线路总长约 35km。考虑变电站附加 13%的电容电流，35kV 侧单相接地的电容电流按终期考虑并留有一定裕度，选型

过程如下：

$$I_{c1}=0.1 \times U_e \times L=0.1 \times 37 \times 30=111 \text{ (A)} ;$$

$$I_{c2}=3.3 \times U_e \times L \times 10^{-3}=3.3 \times 37 \times 35 \times 10^{-3}=4.27 \text{ (A)} ;$$

考虑变电站附加 13% 的电容电流，35kV 侧单相接地的系统电容电流最终为：

$1.13 \times (I_{c1}+I_{c2})=1.13 \times (111+4.27) \approx 130.3 \text{ (A)}$,根据业主要求，接地电容电流按照 3 倍系统电容电流来确定流经电阻的阻性电流，即： $I_r=390\text{A}$ ，取 $I(10\text{s})=400\text{A}$

额定电压： $U=37\text{kV}$

额定相电压： $U_\phi=21.4\text{kV}$

电阻短时允许通流： $I(10\text{s})=400\text{A}$

短时通流时间：10s

接地变每相电流： $I=I(10\text{s})/3$

接地变 10 秒短时运行容量： $S'(10\text{s})=U \times I/\sqrt{3}=U_\phi I(10\text{s})=21.4 \times 400=8560\text{kVA}$

接地变连续运行额定容量： $S=S'(10\text{s})/10.5=8560/10.5 \approx 815\text{kVA}$ ，取 850kVA

接地电阻： $R=U_\phi/I=21.4/0.4=53.5\Omega$

3.1.6 电气设备布置

220kV 电气设备采用户外敞开式布置，新建一座配电用房、一座综合用房；综合用房内设主控室、宿舍、办公室等房间。

电气设备布置本着紧凑合理，出线方便，节约投资的原则进行布局，根据升压站各级电压的进出线方向，本工程配电用房布置在升压站中间。220kV 出线间隔、220kV 主变、配电用房、储能区由东向西排开，综合用房布置在站区西侧。主变与 220kV 出线间隔之间设置环形道路，便于设备运输、吊装、检修及运行巡视。站区北侧布置 SVG、35kV 站变等电气设备。各设备之间间距满足消防要求。电气设备平面布置图及升压站电气设备剖面布置图详见附件。

3.1.7 防雷接地及过电压

屋外配电装置污秽等级按 e 级考虑，配电装置外绝缘泄漏比距 $\geq 3.1\text{cm/kV}$ (以设备最高运行电压为基准)；经计算，变电站 220kV 屋外配电装置绝缘子片数为 16 片，绝缘子选用 XWP-100 耐污型悬式绝缘子，单片爬电距离 545mm；所有电气设备的绝缘均按照国家标准选择确定。

电气设备的绝缘配合，按照国家标准 GB11032-2000《交流无间隙金属氧化物避雷器》、行业标准 DL/T620-1997《交流电气装置的过电压保护绝缘配合》确定的原则进行选择。

表 3.1.7-1 变电站电气设备选用的耐受电压表

	设备类型	全波kV(峰值)	截波kV(峰值)	工频1minkV(有效值)
220kV系统	变压器	950	1050	395
	高压电器	1050	1175	460
35kV系统	变压器	200	220	85
	高压电器	200	200	95

3.1.7.1 雷击保护

1)直击雷的防护

220kV 升压站出线架构上设置 1 根 30 米高构架避雷针及 5 根 30m 高独立避雷针对 220kV 配电装置、主变及 SVG、配电房、综合楼等进行直击雷的防护。

2)感应雷的防护

对线路作直击雷保护。在各 35kV 级，220kV 进出线均设置一组无间隙金属氧化锌避雷器对雷电侵入波和其他过电压进行防护。

3.1.7.2 接地

各建筑物周围敷设人工接地网：采用 80×8mm 热镀锌扁钢作为水平接地干线，垂直击入 φ50 热镀锌钢管，每根长度为 2.5m，并与水平敷设的接地干线可靠连接。

接地极接贯通：采用 80×8mm 热镀锌扁钢与不同地点的接地极焊接贯通为一个整体接地网。

3.1.8 照明

3.1.8.1 正常照明

1) 建筑物照明。配电装置室采用吊灯壁灯相结合的方式，光源为荧光灯。办公室采用荧光灯；宿舍、走廊及楼梯间采用节能吸顶灯；二次控制室要求光线柔和、无阴影、照度均匀。采用嵌入式栅格荧光灯，作为工作照明。同时设置应急照明及疏散指示标志。

2)室外照明。太阳能电池板区不设室外照明。为减少电缆用量，配电用房及综合用房前厂区照明，采用节能型投光灯、庭院灯等。

3.1.8.2 事故照明

采用自带蓄电池的应急灯作为事故照明灯，主控室采用直流照明灯。

3.1.9 电缆敷设及防火

高、低压配电室、主控室内电缆采用电缆沟及埋管敷设。

升压站电缆敷设及电气连接：35kV 配电室、二次设备室、主控室内电缆采用电缆

沟及埋管敷设。主变压器通过钢芯铝绞线与 220kV 配电装置连接。出线通过钢芯铝绞线架空出线。主变压器通过全绝缘铜管母线与 35kV 配电装置连接。35kV 集电线路采用电缆进出线通过配电室下的电缆沟送至户外的电缆沟，再与光伏厂区电缆连接。

建构筑物中电缆引至电气盘柜、控制屏的开孔部位，电缆穿墙、楼板的孔洞，均应设防火封堵。电缆沟道分支处、进配电室、控制室入口均应设置防火封堵。

3.1.10 施工过渡方案

经现场勘察，距离土门子站最近的电源点，为 10 千伏 521 龟石岭线（84#杆），临时电源拟采用电缆引接，10 千伏电缆约 300 米，电缆敷设方式拉管敷设。需要 630kVA 成套箱变设备 1 套。

3.2 电气二次

3.2.1 工程概况

本项目规划装机容量为 215MW。规划 220kV 侧采用单母线接线，以 1 回 220kV 线路就近接入系统站，本期建成；规划建设 2 台主变，本期建设#1 主变（220MVA）；本项目 35kV 采用单母线分段接线，主变 35kV 进线采用双分支，不设联络，本期建成 35kVI-A 母线和 I-B 母线，同期建设 6 回 35kV 集电线路间隔，2 回 35kVPT 间隔，1 回 35kV 站变间隔，2 回 35kVSVG 间隔，2 回 35kV 电容器间隔，2 回储能出线间隔。

3.2.2 设计依据

GB/T14285-2006 继电保护及安全自动装置技术规程

GB/T50062-2008 电力装置的继电保护和自动装置设计规范

GB50217-2018 电力工程电缆设计规范

DL/T5103-2012 35kV～220kV 无人值班变电站设计规范

DL/T5218-2012 220kV～750kV 变电站设计技术规程

DL/T5137-2001 电测量及电能计量装置设计技术规程

DL/T448-2016 电能计量装置技术管理规程

DL/T5147-2001 电力系统安全自动装置设计技术规定

DL/T5136-2012 火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程

DL/T5391-2007 电力系统通信设计技术规定

DL/T5002-2005 地区电网调度自动化设计技术规程

DL/T5003-2006 电力系统调度自动化设计技术规程

DL/T5044-2014 电力工程直流系统设计技术规程

《国家能源局关于印发电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范的通知》(国能安全〔2015〕36号)

《电力监控系统安全防护规定》(发改委 2014〔14号〕)

《国家电网公司电力二次系统安全防护管理规定》国网调〔国网(调/2)337-2020〕

国家电网发展 Q/GDW617-2011 国家电网公司光伏电站接入电网技术规定

国家电网设备〔2018〕979号 国家电网有限公司关于印发十八项电网重大反事故措施(修订版)

3.2.3 电站监控系统

3.2.3.1 管理模式

(1) 电站按无人值班、少人值守设计,按运行人员定期或不定期巡视的方式运行。

(2) 计算机监控系统采用开放式分层分布式结构。站控层主要设备及网络设备采用冗余配置、热备用的工作方式,间隔层测控单元按电气间隔对应配置。

(3) 站控层设备按全站最终规模配置,间隔层设备按本期规模考虑。

(4) 以计算机监控系统为唯一监控手段,但在就地测控装置上保留断路器的应急一对一后备操作手段。

(5) 远动和当地监控信息统一采集,远动信息直采直送,并通过远动工作站与各级调度通信。

(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》、《国家能源局关于印发电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范的通知》(国能安全〔2015〕36号)/《电力监控系统安全防护规定》(发改委 2014〔14号〕)的规定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。

3.2.3.2 监测、监控范围

全站的二次设备,包括控制、保护、测量、信号、故障录波、远动等都采用微机装置。各装置通过网络传递信息并实现资源共享。

220kV 线路测控装置、主变压器测控装置、安全自动装置、网络接口等设备分别组屏布置在电子设备间内,35kV 系统测控保护装置安装在相应的开关柜内。监控主机放置于主控室内,远动主机集中组屏,放置于电子设备间内。远动主站完成与各级调度的通信。

各保护测控装置通过 RS485 口或以太网口接入监控系统,保护动作及装置故障信

息等重要信号通过硬接点接入公用测控屏。

3.2.3.3 配置方案

根据冀北电力调控中心要求，新能源场站涉网业务应使用安全可控的服务器、工作站、网络设备和安全操作系统。本站自动化设备均选用国产芯片的安全可控设备，同时采用国产安全操作系统和数据库、中间件。

1) 系统结构和功能

监控系统采用分层、分布、开放式网络结构，主要由站控层设备、间隔层设备和网络设备等组成。站控层设备按全站最终规模配置，间隔层设备按本期建设规模配置。

站控层介绍：

按照功能分散布置、资源共享、避免设备重复原则设计，考虑配置如下设备：两台远动主机（集中组屏），两台监控主机等设备，布置在电子设备间内。

为提高传输速率和增加可靠性，网络通信媒体采用屏蔽以太网线、屏蔽双绞线电缆或光缆，站内监控系统网络按双以太网配置。主控室和电子设备间内设备之间采用屏蔽以太网线或屏蔽双绞线通信，需经过室外电缆沟的通信媒介采用光纤。各间隔的断路器等设备，可以在调度端、站内监控主机、测控屏三处控制，相互之间有联锁功能，同一时间内只能由一处控制。测控屏上设有远方/就地控制切换开关和跳合闸按钮。

站控层由主机及操作员站、远动通信装置和其他各种功能站构成，提供所内运行的人机联系界面，实现管理控制间隔层设备等功能，形成全站监控、管理中心，并远方监控/调度中心通信。包括以下设备，

- a) 主机/操作员站：双机冗余配置。
- b) 远动通讯设备：设备双主机冗余配置。
- c) 五防系统：配置一套五防工作站，包括1台独立的五防主机和相关微机防误操作闭锁装置等。
- d) 智能设备接口：站控层配置一套智能接口设备。
- e) 打印机：两台打印机。
- f) 系统时钟：配置一套全站公用的时间同步系统，支持北斗系统和GPS系统单向标准授时信号，时钟同步精度和授时精度满足站内所有设备的对时精度要求。
- g) 交换机：冗余配置两台中心交换机，每台交换机端口数量应满足站控层设备接入要求。

上述主机及工作站应配置双电源模块，并由2套独立电源供电，同时应满足国网“四统一”要求，具备接入网络安全监测装置的能力。

间隔层介绍：

间隔层测控装置在电子设备间内集中组屏或就地安装于开关柜。各间隔设备相对独立，仅通过站内通信网互联，并可通过光纤与站控层的设备通信。

间隔层功能分两部分：一、继电保护功能配置与常规站相同，只是增加了与站内通信网连接的接口；二、测控功能，包括数据（电流、电压、有功、无功、温度、直流、各种开关量信息等）的采集、上传以及接收并执行来自就地监控或调度端的控制操作；

测控装置按照 DL/T860 或 IEC61850 标准建模，具备完善的自描述功能，与站控层设备直接通信。

1) 220kV 电压等级采用独立的测控装置。

2) 35kV 及以下电压等级宜采用保护、测控合一装置。

3) 主变高、低压侧及本体测控装置采用单套独立配置。

4) 220kV、35kV 系统均按母线段各设 1 台公用测控装置，实现母线电压的测量和 PT 刀闸的遥控功能。220kV 母线测控装置安装在公用测控柜内，35kV 母线测控就地安装于开关柜内。

5) 全站配置 2 台站用公用测控装置，安装在站用公用测控柜上，以硬接线方式采集非智能化设备的模拟量和开关量信息，上传监控后台。

6) 220kV 断路器宜采用单套合闸线圈，双套跳闸线圈的方式实现。

7) 保护装置的主要告警信号以硬接线方式接入测控装置，其余告警信号均以网络方式传输。

8) 故障录波装置装置

具体配置详见系统继电保护相关章节。

9) 计量装置

具体配置详见系统继电保护相关章节。

2) 软件配置

监控系统软件配置应满足开放式系统要求，由实时多任务操作系统软件、支持软件及监控应用软件组成，采用模块化结构，具有实时性、可靠性、适应性、可扩充性及可维护性。

计算机监控系统主机应采用安全可控的操作系统。

整个系统完成的功能主要包括：

①实时数据采集和处理

对升压站的运行状态和参数自动定时进行采集，并作必要的预处理。存于实时数据

库，供实时画面显示、制表打印及完成各种计算。

②限值监视和报警处理

实时监视变电站各类设备的运行参数，当它们发生异常、运行状态发生变更或参数超越设定限值时，应及时发出告警信号，同时进行实时记录，包括事件顺序记录(SOE)、故障报警记录、参数越限报警与记录、电气主设备操作记录、事故追忆等。

③画面显示及汉字制表打印

④控制操作

在控制室通过监控主机键盘对断路器进行控制操作，也可接收调度端的命令实现断路器的跳合闸，在应急状态下，还可以通过控制/保护屏或开关柜上的控制开关或跳合闸按钮操作。同期操作由监控主机实现。

⑤与微机保护装置和其它智能设备通信功能。

⑥与调度端的通信功能。

⑦对时功能。

⑧在线自诊断功能

系统具有在线自诊断能力，可以诊断出通信通道、计算机外设、I/O 模块、电源等故障，并进行报警。

⑨自恢复功能

当出现供电电源故障时，系统能有序的停止工作，当供电电源恢复正常时应具有自动重新启动功能。

⑩监控系统同时具备 VQC 功能。

3) 网络方案

①站控层网络

站控层通过相关网络设备与站控层其他设备通信，与间隔层网络通信，传输 MMS 报文和 GOOSE 报文；站控层网络宜采用双重化星形以太网。

站控层交换机采用 100M 电口，站控层交换机之间的级联端口宜采用 100M 电口。

站控层设备通过两个独立的以太网控制器接入双重化站控层网络。

②间隔层网络

间隔层网络通过相关网络设备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；可传输 MMS 报文和 GOOSE 报文；变电站间隔层网络宜采用双重化星形以太网，间隔层设备通过两个独立的以太网控制器接入双重化的站控层网络。

间隔层交换机宜采用 100M 电口，间隔层交换机之间的级联端口宜采用 100M 电口。

间隔层交换机应按设备室或按电压等级配置，宜选用 24 口交换机。

5) 光伏场区通信

本电站光伏发电系统共分为 60 个子系统，每个子系统均设置一台箱变，每台箱变配置箱变测控装置 1 台，每个子系统设置数据采集装置 1 套。数采装置设置光纤环网交换机 1 台，光纤接线盒 1 台；箱变测控装置采用 RS485 接口接入数采装置，组串逆变器采用载波通信方式。数采装置把光伏组串逆变器以及箱变等信息采集后，通过网络接口接入光纤环网交换机，再通过光纤环网方式传输至站控层网络接入光伏监控系统。

光伏发电系统在 220kV 升压站配置 1 台专用的光伏监控主机，实现对光伏厂区全部箱逆变一体机、环境监测设备的监控功能，光伏发电系统配置 1 套通信接口装置，用于向升压站综合自动化系统传输相关的监控信息，光伏发电系统的监控信息接入升压站监控系统后通过升压站远动及调度自动化系统上传至调度端。

光伏发电系统监控范围有：箱逆变一体机，环境监测系统等设备。监视内容包括电流、电压、有功、无功、频率；逆变器、箱变的运行状态及故障信息等。

计算机监控系统需要监控的信号如下：

遥测信号：

a：箱变低压侧的三相电压、电流、有功功率、无功功率、箱变温度信号；b：逆变器的直流电压、直流电流、直流功率、交流电压、交流电流、频率、功率因数、当前发电功率、日发电量、累计发电量、累计 CO₂ 减排量、每天发电功率曲线图；

遥控量：

高、低压侧断路器遥控分合；

遥信量：

a：35kV 箱式变压器的信号

- 1) 箱式变压器油浸变压器瓦斯信号；
- 2) 箱式变压器高温报警、超温跳闸信号；
- 3) 高压侧熔断器熔断信号、负荷开关状态信号；
- 4) 低压侧主断路器动作信号、主断路器状态信号；
- 5) 负荷开关、断路器的远控位置信号；
- 6) 高低压室门位置信号；

b：逆变器的故障信息

- 1) 电网电压过高
- 2) 电网电压过低
- 3) 电网频率过高
- 4) 电网频率过低
- 5) 直流电压过高
- 6) 直流电压过低
- 7) 逆变器过载

-
- 8) 逆变器过热
 - 9) 逆变器短路
 - 10) 散热器过热
 - 11) 逆变器孤岛
 - 12) 故障
 - 13) 通讯失败

6) 与其他设备接口

站内的各保护设备均通过双网口接入监控系统的站控层网络，通信规约使用 DL/T860。保信子站通过双网口、防火墙与站控层网络相连，进而实现各保护设备、子站、监控系统信息共享。

电能表与电能采集处理装置通过 RS485 接口连接。

站控层设备与时钟同步系统的接口为网络方式，采用 SNTP 网络对时；间隔层设备通过 RS485 接口与时钟同步系统连接，采用 IRIG-B 对时。

3.2.4 继电保护及安全自动装置

3.2.4.1 接入系统方案

本工程 215MW 光伏项目计划新建一座 220kV 升压站，本期通过 6 回 35kV 汇集线路汇集电力至本工程配套建设的 220kV 升压站主变的 35kV 侧，电力汇集升压后通过本项目升压站~平方 220kV 站，线路长度约 26.3km。

3.2.4.2 系统继电保护配置

1) 系统继电保护配置原则

系统继电保护配置应符合 GB14285-2006《继电保护和安全自动装置技术规程》，继电保护采用微机型保护装置。继电保护装置采用“自主可控、安全可靠”的产品，采用国产芯片。

(1) 220kV 线路配置两套完全独立的线路纵联电流差动保护，两套保护均带有完整的阶段式后备保护。两套保护完全双重化配置，即两套保护的交直流回路、电压回路、跳闸回路都相互独立。双重化配置的线路保护每套保护只作用于断路器的一组跳闸线圈。

(2) 每一套 220kV 线路保护均宜含重合闸功能，重合闸可实现单重、三重、综重和停用方式。

(3) 分相操作的断路器应按断路器配置非全相保护，保护回路应采用断路器本体的保护实现。

(4) 保护采用光纤 2M 复用通道时需配置一套光电接口装置，光电接口装置与通讯设备连接采用同轴电缆或双绞线且距离要求小于 50 米。

(5) 220kV 母线宜按远景配置双套母线保护，失灵保护功能宜含在每套母线保护中。每套线路（或主变压器）保护动作各启动一套失灵保护。母线保护和失灵保护设置独立的复合电压闭锁回路。失灵保护应与母线保护共用出口，双重化配置的母线保护（含失灵保护功能）每套保护只作用于断路器的一组跳闸线圈。对主变压器单元，220kV 母线故障且变压器高压侧断路器失灵时，除应跳开失灵断路器相邻的全部断路器外，还应跳开本变压器连接其他侧的断路器，失灵电流再判别和延时应由母线保护实现。主变压器单元应具备解除失灵保护复合电压闭锁功能。

(6) 本站应配备故障录波设备，分别记录电流、电压、保护装置动作、断路器位置及保护通道的运行情况等，实现电力系统事故及继电保护装置动作情况的分析。故障录波装置应具备组网功能，并具备完善的分析和通信管理功能，应具有远传功能、分析软件并配备完整的主站功能，可将录波信息送往电力系统调度部门。

2) 系统继电保护配置方案

(1) 220kV 线路保护

本期土门子升压站~平方 220kV 线路两侧各配置两套分相电流差动保护，每套主保护兼有完整的后备保护功能、重合闸功能。保护装置采用微机型设备，采用分相操作箱，分相操作箱应能与两组跳闸线圈配合。线路两侧保护装置型号一致（应通过国网检测，建议采用国网九统一版本），平方侧 220kV 线路保护装置由对侧开列。

组屏方案为：

220kV 线路保护屏 I：分相电流差动保护 1+分相操作箱+打印机；

220kV 线路保护屏 II：分相电流差动保护 2+分相操作箱+打印机。

根据《冀北电网 220kV 线路保护双通道配置原则指导意见（试行）》（冀调继〔2021〕3 号）的相关要求，每套线路保护装置均为双通道接入，两套主保护均采用一路专用光纤通道，一路 2M 复用光纤通道方式传输保护信号。本期 220kV 线路共装设 2 台 2M 数字接口装置，合组在一面数字复用接口屏。

(2) 220kV 断路器非全相保护

断路器非全相保护由断路器本体实现。

（3）220kV 母线保护

本期安装 2 面 220kV 母线保护屏，220kV 母线配置两套不同原理的微机型母线保护装置，并安装在各自保护屏内。母线保护具有复合电压闭锁回路，母线保护具有完整的失灵保护功能。

（4）220kV 失灵保护

断路器失灵保护由母线保护实现。

（5）35kV 母线保护

本工程 35kV 母线每段各配置一套母差保护装置，各间隔用于母线保护的 CT 变比需满足 4 倍以内。

3.2.4.3 安全自动装置

根据 GB/T19964-2012“光伏电站接入电力系统技术规定”光伏电站应配置独立的防孤岛保护，本电站配置防孤岛保护装置 1 套。

3.3.4.4 故障录波器

为了分析电力系统事故及继电保护装置的动作情况，本电站考虑装设故障录波装置，分别记录电流、电压、保护装置动作及保护通道的运行情况等。故障录波装置应有双电源故障测距功能、远方开机、GPS 对时功能及远传调度中心功能。采用起动速度快、动作可靠、具有记忆、数据远方传输、录制开关量动作顺序和交流量功能的设备。

故障录波装置需要测量的信息暂按以下信息考虑：

220kV 母线、35kV 母线三相电压、零序电压；

220kV 线路三相电流；

主变高、低压侧三相电流；

主变高压侧零序电流；

35kV 线路三相电流；

35kV 无功补偿支路三相电流；

35kV 接地变支路三相电流及零序电流；

直流系统母线电压；

升压站内各保护及开关动作信息及其他。

本期考虑配置 2 面故障录波器屏，220kV 系统、主变合组一面故障录波器屏，35kV 系统组一面故障录波器屏。全站的故障信息量接入相应故障录波器屏的录波器中。故

障录波器装置应具备与调度数据网设备(双平面)通信接口，具备通过调度数据网通道将上述信息远传至调度端的功能。

3.2.4.5 保护及故障信息管理系统子站

为了完成电网继电保护、故障录波实时数据的收集与处理，实现二次装置运行管理的网络化和自动化，提高继保系统管理和故障信息处理的自动化水平，本站配置一套保护及故障信息管理系统子站，所有保护装置及故障录波器通过 RS485 口或以太网口接入保护及故障信息管理系统。系统还能将保护故障信息和故障录波器的有关信息，通过调度数据网(双平面)远传至调度端，以满足调度中心对电网正常运行及故障情况下各种信息的需求。

3.2.4.6 对相关专业的要求

1) 对电气一次的要求

(1)本期 220kV 系统为单母线接线，1 回 220kV 出线及主变 220kV 进线均需装设一组电流互感器，每组电流互感器应至少有 5 个保护级二次绕组，对于主变 220kV 进线，分别用于主变保护 1、2，母线保护 1、2，故障录波等；对于 220kV 出线，分别用于线路保护 1、2，母线保护 1、2，故障录波、安自装置等。

(2)220kV 母线装设一组三相电压互感器，用于保护、测量、计量及自动装置，变比为： $220/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}/0.1\text{kV}$ 。双重化配置的两套主保护接用电压回路宜分别接入电压互感器的不同二次绕组。

(3)220kV 线路的 A 相装设一台电压互感器,用于重合闸检同期、检无压。

2) 对通信专业的要求

系统继电保护及安全自动装置要求提供足够的、可靠的信号传输通道。

保护通道要求：220kV 线路两套线路保护通道均采用一路光纤通道，一路 2M 复用光纤通道。

保护及故障信息管理系统通过调度数据网向省地调传送保护及故障录波信息。

3) 对直流电源的要求

双重化的保护需要 2 组各自独立的直流蓄电池组供电，以实现直流电源方面的双重化。

4) 对保护装置接口的要求

保护装置应具有对时功能，推荐采用以太网或 RS-485 串行数据通信接口接收时间同步系统发出的 IRIG-B (DC) 时码作为对时信号源。

保护应具备通信管理功能,与计算机监控系统和保护及故障信息管理子站系统通信,通信规约宜采用DL/T860,也可采用DL/T634.5103-2002,接口宜采用以太网口。

3.2.5 调度自动化

3.2.5.1 系统调度自动化现状

1) 冀北电力调控中心、冀北备调调度自动化系统现状及接口

冀北电力调控中心已运行一套智能电网调度技术支持系统。智能电网调度技术支持系统共包括实时监控与预警、调度管理、调度计划、安全校核四大类应用。智能电网调度技术支持系统四类应用建立在统一的基础平台之上,平台为各类应用提供统一的模型、数据、CASE、网络通信、人机界面、系统管理等服务。应用之间的数据交换通过平台提供的数据服务进行,通过平台调用还能够提供分析计算服务。

智能电网调度技术支持系统除实现SCADA、AGC、AVC、PAS、计算机通信等功能外,还具备WAMS、故障录波、计量、保护应用、OMS应用等功能。系统与厂站间的远动信息传输采用调度数据网方式,支持IEC60870-5-104标准;与厂站间的图形信息传输采用调度数据网方式,支持IEC60870-5-104规约;与厂站间的计量信息传输采用调度数据网方式,支持IEC60870-5-102规约;与厂站间WAMS、故障录波、保护信息通过调度数据网方式传输。

冀北备调系统采用智能调度技术支持系统(D5000),实现SCADA、AGC、AVC、PAS、调度管理等功能。

系统与厂站间的远动、计量等自动化信息传输主要采用调度数据网方式。

2) 秦皇岛地调和秦皇岛备调

秦皇岛地调现运行调度自动化主站系统为南瑞科技D5000系统。该系统采用双网以太网,按照“双机系统”的模式进行了硬件的配置,主要实现电网安全监视和数据采集(SCADA)、负荷预报、网络拓扑、调度员潮流、安全分析、优化潮流、DTS、WEB浏览等功能。系统与厂站间的远动信息传输主要采用CDT、IEC60870-5-101、104规约。

秦皇岛备用调度自动化系统采用基于D5000平台的简易采集系统,具备SCADA功能,满足变电站的监视和控制要求。备调与厂站间的自动化信息传输采用调度数据网方式。

3) 冀北调度测试系统

冀北电力调控中心现运行一套调度测试系统。系统具备SCADA等基本功能,与

厂站间的自动化信息传输采用调度数据网方式。

3.2.5.2 远动系统

1) 调度关系

按照《地区电网调度自动化设计规程》，本光伏电站位于秦皇岛地区，由冀北电力调控中心和秦皇岛地调调度管理，光伏电站远动信息分别向冀北电力调控中心、秦皇岛地调、冀北备调、秦皇岛备调及冀北调度测试系统传送。同时光伏电站接受调度下发的自动发电控制（AGC）和自动电压控制（AVC）的指令。

2) 远动信息

远动信息内容应满足《光伏发电站接入电力系统技术规定》(GB/T19964-2012)及《电网调度自动化设计技术规程》(DL/T5003-2017)，并结合相关调度端的需求。

本电站的远动信息内容如下：

（1）遥测：

220kV 线路的有功功率、无功功率、三相电流；

主变高、低压侧的有功功率、无功功率、三相电流；

35kV 线路的有功功率、无功功率、三相电流；

35kV 动态无功补偿回路的无功功率、三相电流；

35kV 站用变有功功率、无功功率、三相电流；

220kV 母线电压、频率；

35kV 母线电压、频率；

主变分接头位置(以遥测形式传送)；

主变油温；

（2）遥信：

所有 220kV 断路器 A、B、C 相位置信号；

其余断路器双位置信号；

所有隔离开关位置信号；

所有接地刀闸位置信号；

全站事故总信号；

AGC 投退状态；

220kV 母线保护动作信号；

220kV 线路主保护动作信号；

主变主保护动作信号；
主变中性点接地刀闸位置信号；
故障录波器动作及故障信号；
无功补偿装置的运行事件记录，包括无功补偿装置内断路器、隔离开关、接地刀闸位置信号、保护动作信号；
无功补偿装置自动调整功能投退状态；
逆变器和升压变运行状态信息；
全站事故跳闸总信号；
光伏电站并网状态、辐照度、环境温度。

（3）遥控：

220kV、35kV 断路器分、合；
220kV 电动刀闸分、合；
主变中性点电动刀闸分、合；
预告信号复归。

（4）遥调：

主变有载调压分接头位置调节；
AGC、AVC 调节。

3) 远动系统功能及技术指标

（1）远动功能

- ✧ 遥测、遥信功能：即模拟量、脉冲量、状态量等实时数据的采集、预处理和远传功能。
- ✧ 遥控功能：遥控命令的接收、处理和执行功能。
- ✧ 一发四收功能。
- ✧ 遥测越死区传送，遥信变位优先传送，遥控具有返送校核功能。
- ✧ 脉冲量应具有存储、记录功能。断电后，脉冲量信息可保留 3 天。
- ✧ 事件顺序记录功能。
- ✧ 设备自诊断和自恢复功能。
- ✧ 通道监视和自动切换功能。
- ✧ 参数的设定和修改功能（调度端和当地均可操作）。

（2）技术指标：

-
- ✧ 站控层系统可用率不小于 99.9%；
 - ✧ 站控层平均故障间隔时间(MTBF)不小于 20000h；
 - ✧ 间隔层平均故障间隔时间(MTBF)不小于 30000h；
 - ✧ 主机正常负荷率宜低于 30%，事故负荷率宜低于 50%；网络正常负荷率宜低于 20%，事故负荷率宜低于 40%；
 - ✧ 模数转换分辨率不小于 12 位，最大误差应满足 DL/T630-1997 的要求；
 - ✧ 模拟量越死区传送时间不大于 2s（至站控层显示屏）；
 - ✧ 开关量变位传送时间不大于 1s（至站控层显示屏）；
 - ✧ 遥控操作正确率不小于 99.99%，遥调正确率不小于 99.9%；
 - ✧ 开关量信号输入至画面显示的响应时间不大于 2s；
 - ✧ 事件顺序记录分辨率(SOE)不大于 2ms；
 - ✧ 动态画面响应时间不大于 2s；
 - ✧ 整个系统对时精度误差应不大于 1ms。

4) 设备配置方案

本电站配置 1 套计算机监控系统，站内远动信息采集及远动功能将由计算机监控系统统一完成。（采用安全可控的服务器、软件、数据库，优先采用国产芯片）为了确保远动数据传送和执行上级调度控制命令下达的实时性及可靠性要求，考虑在站内配置双套远动通信装置，并纳入站内计算机监控系统统一考虑。远动通信装置应能够通过电力调度数据网与调度通信，与调度端的通信规约为：网络 DL/T634.5104-2009。

5) 远动信息传输和远动通道要求

远动信息的传输必须满足电网调度自动化的实时性要求。根据调度管理关系及调度对本工程的要求，本电站至冀北电力调控中心、冀北测试主站系统、秦皇岛地调及各相关备调的远动通道采用主备通道，主备通道均采用调度数据网方式。

3.2.5.3 电力监控系统安全防护的要求

由于本电站远动信息通过电力调度数据网传送，故需考虑电力监控系统的安全防护措施。根据《电力监控系统安全防护规定》(国家发改委第 14 号令)和国家能源局关于印发电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范的通知(国能安全〔2015〕36 号)的要求，对光伏电站电力监控系统安全防护方案考虑如下：

电力监控系统安全防护的原则为：“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”，安全防护的重点是确保光伏电站自动化系统及调度数据网络的安全，其安全防护的方

案为：

(1) 处于安全 I 区的光伏电站升压站监控系统远动通信装置、有功功率控制统、无功功率控制系统、相量测量装置(PMU)接入调度数据网实时逻辑子网。处于安全 II 区的电能计量系统、继电保护及故障录波信息子站、发电功率预测系统接入调度数据网非实时逻辑子网。

(2) 在安全 I 区与安全 II 区的各应用系统间信息交互通过防火墙进行隔离。

(3) 在安全 I 区的升压站监控系统远动通信装置、有功功率控制系统、无功功率控制系统、相量测量装置(PMU)接入电力调度数据网前应加装纵向加密认证装置，以实现远程通信实体间的认证和加密保护。

(4) 在安全 II 区的电能量计量系统、继电保护及故障信息管理子站系统接入电力调度数据网前应加装纵向加密装置。根据以上电力监控系统安全防护方案，为保障光伏电站的安全稳定运行，防范实时系统因网络攻击及由此引起的电力系统事故，应建立相应的安全防护体系，故在升压站配置专用安全隔离防护装置、硬件防火墙、横向隔离装置和网络安全管理软件，并配置相应 IP 认证加密装置，从而有效保证调度自动化信息的实时性、安全性、可靠性。同时，根据《国家电网公司关于加快推进电力监控系统网络安全管理平台建设的通知》(国家电网调[2017]1084 号)，需在光伏电站站内配置 2 台（I/II 区各 1 台）场站端网络安全监测装置，分别部署于生产控制大区的一区和二区，纵向通过调度数据网管理 VPN 向调度主站上送安全监测信息，横向接入生产控制大区站控层每台设备的告警信息，包括服务器和 workstation 等主机、交换机等网络设备、横向隔离、防火墙等安全设备。

项目投运前，应进行等保测评和安全评估工作，并到相应市级以上的公安机关备案并定期复测。

按照《电力监控系统安全防护规定》（发展改革委 2014 第 14 号令）要求，本工程在光伏电站升压站配置 1 套安全防护设备，包括 4 台纵向加密认证装置（用于电力调度数据网 I/II 区交换机与接入路由器之间连接）、1 台正向隔离装置（用于 I 区与 III 区连接）、1 台反向隔离装置（用于 II 区与气象服务器连接）、1 台防火墙（用于 I 区与 II 区保信子站连接）等。具体配置原则按照国能安全〔2015〕36 号文执行。

根据冀北电力调控中心要求，新能源场站涉网业务应使用安全可控的服务器、工作站、网络设备和安全操作系统。新能源场站应在电力监控系统机房部署电子门禁、视频监控系统，同时应重视光伏逆变器的室外关键设施的物理防护，部署高等级门锁、

监控摄像头及入侵感应系统等。

光伏电站二次系统安全防护设备基本配置原则如下：

①在生产控制大区与管理信息大区之间必须设置经国家指定部门检测认证的电力专用横向单向安全隔离装置。

②生产控制大区内部的安全区之间应当采用具有访问控制功能的设备、安全可靠的硬件防火墙或者相当功能的设施，实现逻辑隔离。

③在生产控制大区与电力调度数据网的纵向联接处应当设置经过国家指定部门检测认证的电力专用纵向加密认证装置，实现双向身份认证、数据加密和访问控制。

④电力监控系统在设备选型及配置时，应当禁止选用经国家相关管理部门检测认定并经国家能源局通报存在漏洞和风险的系统及设备；对于已经投入运行的系统及设备，应当按照国家能源局及其派出机构的要求及时进行整改，同时应当加强相关系统及设备的运行管理和安全防护。监控系统等关键应用系统的主服务器，应当使用经国家指定部门认证的安全加固的操作系统。

⑤另外，光伏升压站电力监控系统建设完成后，应依据国家及行业相关标准规范要求，按照规定的周期委托有资质的测评机构开展电力监控系统等级保护测评及安全防护评估工作。相关费用在光伏电站本体工程中考虑。

⑥新能源场站站控系统与户外就地采集终端（光伏发电单元测控终端等）之间网络通信应部署微型纵向加密装置，实现身份认证、数据加密、访问控制等安全措施。相关费用在光伏电站本体工程中考虑。

⑦新能源场站安全 I、II、III 区均应使用符合安全要求，自主可控的硬件设备（优先采用国产芯片）和安全操作系统。

（5）主机与网络设备加固

电站监控系统等关键应用系统的主要服务器，以及网络边界处的通信网关机、Web 服务器等，应该使用安全加固的操作系统。

生产控制大区主机操作系统应当进行安全加固，加固的方式包括：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等，其中配置的更改综合和补丁的安装应当经过安全评估和验证。

3.2.5.3 电能量计量系统

（1）电能计量装置的配置原则

参照《电力装置电测量仪表装置设计规范》（GB/T50063-2017）及《电能计量装

置技术管理规程》(DL/T448-2016)、《多功能电表通信协议》(DL/T645-2007)的要求,电能计量装置的配置原则如下:

- 1)关口计量点按I类设置计量装置,考核点按II类设置计量装置。
- 2)I、II类计量装置配置专用电压0.2级、电流0.2S级互感器或专用二次绕组。
- 3)互感器计量绕组的实际二次负荷应在25%—100%额定二次负荷范围内。
- 4)互感器计量绕组二次回路的连接导线应采用铜质单芯绝缘线。对电流二次回路,导线截面至少应不小于4mm²;对电压二次回路,导线截面至少应不小于2.5mm²。
- 5)I、II类用于贸易结算的电能计量装置中电压互感器二次回路电压降应不大于其额定二次电压的0.2%。
- 6)接入中性点绝缘系统的电能计量装置,宜采用三相三线有功、无功电能表。接入非中性点绝缘系统的电能计量装置,应采用三相四线有功、无功电能表。
- 7)电能表辅助电源须采用独立的交流回路供电,交流电源引自UPS电源。
- 8)电能表与试验接线盒采用一表一盒接线方式,试验接线盒安装在电能表下侧对应位置,电能计量屏按满屏6只电能表布置。
- 9)选用电子式多功能电能表,有功准确度等级0.2S级,无功准确度2.0级,失压计时功能满足DL/T566-1995《电压失压计时器技术条件》。

(2) 电能量数据的传输方案及传输通道要求

1) 电能量数据的传输方案

厂站端采用电能表通过串口接至电能量采集终端的方式,记录电能表数据,通过调度数据网双平面方式送至调度端主站,通信规约采用IEC60870-5-102。

2) 电能量数据传输通道的要求

本电站电能量数据利用安徽调度数据网双平面方式送至调度端主站。

(3) 电能量远方终端设备的配置及对电能表的要求

1) 电能量远方终端的配置

光伏电站内配置2台电能量远方终端设备,该设备应符合冀北省调电能计量系统的要求,以便接入省调电量计费主站系统。

2) 对电能表的要求

计量关口点配置双电能表(主、副表);电能表为有功电能和无功电能组合表计。

表计的精度:有功0.2S级,无功2.0级;具有双向计量功能和RS485串口输出接口。

3) 计量关口点(配置主、副双表)设置

根据接入系统方案和产权划分原则，应在资产分界点，土门子升压站至平方站的 1 回 220kV 出线土门子升压站侧为关口计量点，按 1+1 原则配置 0.2S 级电能表。

本期光伏升压站 220kV 出线按 1+1 原则配置 0.2S 级电能表。组屏安装于二次设备室。光伏电站外引电源所用变高压侧按照 1+1 原则配置智能电能表，表计准确度为 0.2S 级。

35kV 光伏集电线路按 1+0 原则配置 0.2S 级电能表。就地安装于开关柜。

其他主变高低压侧均按 1+0 原则配置 0.2S 级电能表。组屏安装于二次设备室。

SVG、站用变均按 1+0 原则配置 0.5S 级电能表。就地安装于开关柜。

所配置的电流、电压互感器应有计量专用二次绕组，电流互感器等级 0.2S 级，电压互感器等级 0.2 级；根据计量绕组额定负荷的有关规定要求，计量用电流互感器 CT、电压互感器 PT 要明确各绕组额定二次负荷。额定二次电流为 1A 的电流互感器额定二次负荷不宜超过 5VA，电压互感器额定二次负荷根据实际二次负荷计算值确定；电压互感器、电流互感器二次回路 A、B、C 各相导线应分别采用黄、绿、红色线，中性线应采用淡蓝色线，接地线为黄与绿双色线；二次回路的连接导线应采用铜质绝缘导线；电压二次回路导线截面积应不小于 2.5mm²，电流二次回路导线截面积应不小于 4mm²。

3.2.5.4 时钟同步系统及时钟监测

本电站配置 1 套公用的时间同步系统。主时钟源双重化配置，支持 II 代北斗系统和 GPS 标准授时信号，优先采用 II 代北斗系统。系统输出可以扩展，可以输出各种不同类型的时间信号，以满足不同系统和设备的对时要求，保证时间需求的高精确度、高稳定性、高安全性，高可靠性。同时具有时钟监测功能，时钟设备各状态告警信息、时钟精度偏差及主要设备对时偏差等相关信息通过 DL/T634.5104 或 DL/T860 规约接入厂站自动化系统及相应调度主站系统。

3.2.5.5 同步相量测量装置

光伏电站升压站内配置 1 套同步相量测量(PMU)系统(相量集中器双重化配置)，通过采集并网线路、集电线路、SVG 线路、主变各侧的电流、电压幅值及相角、有功功率、无功功率和频率，处理后送往省调源网动态性能在线监测系统。要求同步相量测量装置具备广域宽频测量功能。同步相量信息传输通道采用电力调度数据网通道至调度端 WAMS 主站系统。

3.2.5.6 光功率预测系统

根据《光伏电站接入电力系统技术规定》（GB/T19964-2012）的要求，装机容量在 10MW 及以上的光伏电站应配置光伏发电功率预测系统，系统具有 0h~72h 短期光伏发电功率以及 15min~4h 超短期光伏发电预测功能。光伏电站每 15min 自动向电网调度机构滚动上报未来 15min~4h 的光伏电站发电功率预测曲线，预测值的时间分辨率为 15min。光伏电站每天按照电网调度机构规定的时间上报次日 0 时至 24 时光伏电站发电功率预测曲线，预测值的分辨率为 15min。光伏电站发电时段（不含出力受控时段）的短期预测月平均绝对误差应小于 0.15，月合格率应大于 80%；超短期预测第 4 小时月平均绝对误差应小于 0.10，月合格率应大于 85%。根据上述要求，本工程考虑在光伏电站升压站内配置 1 套光伏发电功率预测系统。

3.2.5.7 有功功率控制系统

根据《光伏电站接入电力系统技术规定》（GB/T19964-2012）的要求，光伏电站应具备参与电力系统的调频和调峰的能力，并符合 DL/T1040 的相关规定。本工程考虑在光伏电站升压站内配置 1 套有功功率控制系统，该系统具备有功功率连续平滑调节的能力，并能够参与系统有功功率控制。系统应能够接收并自动执行电网调度机构下达的有功功率及有功功率变化的指令。

3.2.5.8 无功电压控制系统

根据《光伏电站接入电力系统技术规定》(GB/T19964-2012)的要求：通过 110kV 及以上电压等级接入电网的光伏电站应配置无功电压控制系统，具备无功功率调节和电压控制能力。根据上述要求，本工程考虑在光伏电站升压站内配置 1 套无功电压控制系统，该系统具备无功功率调节及电压控制能力。根据电网调度机构指令，光伏电站自动调节其发出(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满足电力系统电压调节的要求。

3.2.5.9 电能质量在线监测

根据电网电能质量监测要求，为保证电力系统电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡度、直流分量、电压波动和闪变等方面满足国家相关标准，考虑在光伏电站升压站内配置一套满足 IEC61000-4-30 标准要求的 A 类电能质量在线监测装置，监测点设置在并网点。要求电能质量数据应至少存储一年，必要时供电网企业调用。。光伏电站电能质量监测信息通过数据通信网向冀北电科院主站传送。

3.2.5.10 快速频率响应系统

本站配置快速频率响应系统 1 套。

光伏电站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一次调频功能。仿照常规电源机组一次调频功能,在快速频率响应系统中实现有功-频率下垂特性控制,在场站级由综合智能控制终端计算全场综合调控目标值下发至光伏电站各个阵列中的逆变器,实现新能源参与电网快速频率响应功能。

3.2.5.11 电力调度数据网接入设备

为满足调度端对光伏电站数据网络通信的需要,本电站配置电力调度数据网接入设备 2 套,每套分别组屏,均包括 2 台交换机、1 台路由器等。其具体配置原则应分别与电力调度数据接入网建设保持一致。

3.2.5.12 单机上传设备

为满足光伏电站通过数据通信网向冀北新能源监测主站上送光伏电站等相关信息的需要,本工程考虑配置 1 套单机上传设备(服务器),该设备所需信息由光伏监控系统通过正向隔离装置接入。

3.2.6 元件保护

3.2.6.1 主变压器保护

主变压器是升压变电站中的关键设备,其可靠性直接影响系统稳定,因此,主变压器保护的配置和选型必须坚持“安全、可靠、实用”和双重化的原则,推荐选用微型。保护装置采用“自主可控、安全可靠”的产品,采用国产芯片。

主变压器保护配置原则如下:

1) 主保护

- (1) 差电流速断保护。
- (2) 两套不同原理的差动保护。
- (3) 设有 CT 二次回路断线检查告警信号或闭锁差动保护(不包括差流速断)

的功能。

- (4) 主保护瞬时起动跳三侧开关。

2) 后备保护

(1) 高压侧

①复压闭锁过流(方向)保护。保护为二段式,第一段带方向,方向可整定,设两个时限;第二段不带方向,延时跳开变压器各侧断路器。

②零序过流(方向)保护。保护为二段式,第一段带方向,方向可整定,设两个

时限。第二段不带方向，延时跳开变压器各侧断路器。

③中性点间隙电流保护，间隙电流和零序电压二者构成“或门”延时跳开变压器各侧断路器。

④中性点零序电压保护，延时跳开变压器各侧断路器。

⑤过负荷保护，延时动作于信号。

⑥高压侧断路器失灵保护，动作后跳各侧断路器。

（2）低压侧

①复压闭锁过流保护。设三时限，第一时限跳开本侧分段断路器(备用)，第二时限跳开本断路器，第三时限跳开变压器各侧断路器。

②时限速断过流保护。设两个时限，经短延迟跳开本侧分段断路器(备用)，第二时限跳本侧断路器。

③过负荷保护，延时动作于发信号。

④零序过流保护。

（3）非电量保护

①重瓦斯引入接点，由本装置发出信号并瞬时跳开三侧断路器。

②轻瓦斯引入接点，瞬时动作于信号。

③温度引入接点，瞬时动作于信号。

④压力释放保护引入接点，动作于信号。

⑤非电量保护引入接点均为强电 220V 开关量空接点。

（4）电源

①每套差动保护装置独立设置电源。

②不同操作回路均独立设置电源。

（5）主变保护的组屏方案

本工程主变设置 3 面主变保护屏：

①主变主后保护装置 1+打印机；

②主变主后保护装置 2+打印机；

③非电量保护装置+高压侧操作箱 1 台+低压侧操作箱 1 台。

（6）其它技术要求

①不同保护装置电源应分别经直流空开接入。

②根据“反措”，要求装置各保护段时限都可用硬压板控制投退。

③本保护直流工作电源为 220V，当工作电源消失，保护装置应闭锁跳闸出口，并发出报警信号。

④保护装置应有足够的输出接点用于跳闸、远动、故录、报警等回路，并留备用接点。

⑤装置的跳闸出口继电器应有自保持，并有监视手段，使用人工复归，出口继电器应为强电 220V。

⑥本体非电量保护引入本装置的接点可以再扩充，引入接点均为强电 220V 开关量空接点。

3.2.6.2 35kV 线路保护

根据小电阻接地 35kV 系统线路保护的配置原则，35kV 线路配置电流速断保护、过流保护及零序电流保护，采用微机型装置，集保护、控制、测量及远传功能于一体，就地安装在 35kV 线路开关柜内。

6.2.6.3 动态无功补偿装置保护

主变低压侧装设两组动态无功补偿装置（SVG），动态无功补偿装置保护应满足 GB/T14285-2006《继电保护和安全自动装置技术规程》中对相应设备的规范要求。根据电气主接线情况应至少具备以下保护：

- 1) 功率单元应配置驱动故障、过压、欠压、失压、短路及超温故障等保护；
- 2) 整套无功补偿系统应具备输出电流过流、供电过压、欠压、失压保护、零序过流保护等；

以上保护由动态无功补偿设备厂家实现，并配套提供保护装置。动态无功补偿保护控制屏由厂家配套提供。动态无功补偿回路开关柜至动态无功补偿设备之间的保护由开关柜内测控保护装置实现。

3.2.6.4 35kV 站用变压器保护

本工程设置 1 台站用变压器，1 台为站外 10kV 电源引入，10kV 侧装设跌落式熔断器作为电流速断保护，另 1 台为站内 35kV 母线电源引入，本台变压器保护配置如下：

- 1) 对于站用变压器引出线、套管及内部的短路故障，装设电流速断保护作为主保护。
- 2) 对于外部相间短路引起的站用变压器过电流装设过流保护。
- 3) 对低压侧单相接地短路装设了接于低压侧中性线零序电流互感器上的零序电

流保护。

站用变测控保护装置采用微机型，该保护装置安装在 35kV 站变开关柜内。

0.4kV 侧装设双电源切换装置，正常情况下由站内 35kV 母线侧站用变压器供电，站外 10kV 电源侧站用变压器作为备用电源。

3.2.6.5 35kV 接地变压器保护

本工程接地变压器支路装设 1 套接地变压器柜及中性点电阻柜，需配置电流速断保护、过流保护、零序电流保护及本体保护。本工程接地变保护（除本体保护外）由主变保护实现。

3.2.6.6 动态无功补偿装置保护

主变低压侧每段均装设一组动态无功补偿装置（SVG+FC），动态无功补偿装置保护应满足 GB/T14285-2006《继电保护和安全自动装置技术规程》中对相应设备的规范要求。根据电气主接线情况应至少具备以下保护：

- 1) 功率单元应配置驱动故障、过压、欠压、失压、短路及超温故障等保护；
- 2) 整套无功补偿系统应具备输出电流过流、供电过压、欠压、失压保护等；
- 3) 电容器保护应配置差压保护、母线失压、欠压、过电流、速断保护等；

以上保护由动态无功补偿设备厂家实现，并配套提供保护装置。动态无功补偿保护控制屏由厂家配套提供。动态无功补偿回路开关柜至动态无功补偿设备之间的保护由开关柜内测控保护装置实现。

3.2.6.7 35kV 箱式逆变器保护

由于箱式逆变器变压器高压侧为熔断器，低压侧为自动空气开关，当变压器过载或相间短路时，将断开高压侧熔断器与低压侧空气开关。因此不另配置保护装置。箱式变电站油浸变压器瓦斯信号、高压侧熔断器动作信号、低压侧自动开关动作信号均经箱变测控装置通过通讯口送至计算机监控系统。

3.2.6.8 并网逆变器保护

并网逆变器为制造厂成套供货设备，设备中包含有欠电压保护、过电压保护、低频保护、孤岛保护、短路保护等功能。

3.2.7 控制电源系统

为保证光伏电站监控系统电源的可靠性，本工程设置 1 套不停电电源装置，向监控系统等供电；UPS 采用额定容量为 2x12kVA 的主机，双机冗余配置，采用分列运行方式向监控系统供电，UPS 输出电压 220V，单相 50Hz，当采用 UPS 供电时，其

维持供电时间不少于 2 小时。

选用 2 套 400Ah 的成套直流电源装置为 UPS 及需要直流供电的电气设备提供直流电源，直流电源装置布置在电子设备间内。

本电站不再单独配置通信电源系统，DC/DC 转换模块采用 4X30A，由直流系统采用一体化电源系统为通信设备提供 2 路通信电源系统。

表 6.7 蓄电池容量选择计算表

序号	负荷名称	装置容量 (kW)	负荷系数	计算电流 (A)	经常负荷电流 (A)	事故放电时间 (min) 及电流 (A)					
						持续 (min)					随机
						初期	1~30	30~60	60~120	120~240	5s
						1	I ₂	I ₃	I ₄	I ₅	I _R
一	经常负荷					I ₁	I ₂	I ₃	I ₄	I ₅	I _R
1	二次设备直流负荷	8.52	0.6	23.24	23.24	23.24	23.24	23.24	23.24		
2	直流长明灯	0.3	1	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36	1.36		
3	通信	4.5	0.8	16.36	16.36	16.36	16.36	16.36	16.36		
二	事故负荷										
	UPS	12	0.6	32.73		32.73	32.73	32.73	32.73		
	事故照明	3	1.0	13.64		13.64	13.64	13.64	13.64		
三	冲击负荷										
	断路器母差跳闸	21.15	0.6	57.68		57.68					
	随机负荷	3.56									4.77
四	电流统计				40.96	145.01	87.33	87.33	87.33	16.36	4.77
五	容量统计(Ah)	361									

1 蓄电池个数的选择

1) 蓄电池个数:(选择阀控式铅酸蓄电池 (贫液))
取蓄电池浮充电电压 2.23V,均恒充电电压 2.33V，事故放电末期电压 1.85V

	$n=1.05U_n/U_f=103.6$
	均事故放电末期电压校验, $U_m \geq 0.875U_n/n \cdot 1.85 \geq 0.875 \times 220/104 = 1.85$
	故选择蓄电池个数为 104 个
2 蓄电池容量选择:	
	蓄电池采用阀控式密闭铅酸蓄电池, 单体 2V, 放电终止电压 1.85V
	蓄电池容量选择依据: 根据《电力工程直流电源系统设计技术规程》附表 C.3, 采用阶梯算法 Kk 取 1.4, Kc1, Kc2, Kc3 根据蓄电池容量换算系数表查表取得。
	第一阶段容量: $C_{c1} = Kk \cdot I_1 / Kc = 1.4 \times 145.01 / 1.24 = 129.26$ (Ah)
	第二阶段容量: $C_{c2} \geq Kk \{ 1/Kc1 \cdot I_1 + (I_2 - I_1) / Kc2 \} = 1.4 \times [145.01 / 0.78 + (87.33 - 145.01) / 0.8] = 159.33$ (Ah)
	第三阶段容量: $C_{c3} = Kk \{ 1/Kc1 \cdot I_1 + 1/Kc2 \cdot (I_2 - I_1) + 1/Kc3 \cdot (I_3 - I_2) \} = 1.4 \times [145.01 / 0.540 + (87.33 - 145.01) / 0.558] = 231.24$ (Ah)
	第四阶段容量: $C_{c4} \geq Kk \{ 1/Kc1 \cdot I_1 + 1/Kc2 \cdot (I_2 - I_1) + 1/Kc3 \cdot (I_3 - I_2) + 1/Kc4 \cdot (I_4 - I_3) \} = 1.4 \times [145.01 / 0.344 + (87.33 - 145.01) / 0.347] = 357.44$ (Ah)
	第五阶段容量: $C_{c4} \geq Kk \{ 1/Kc1 \cdot I_1 + 1/Kc2 \cdot (I_2 - I_1) + 1/Kc3 \cdot (I_3 - I_2) + 1/Kc4 \cdot (I_4 - I_3) + 1/Kc5 \cdot (I_5 - I_4) \} = 1.4 \times [145.01 / 0.214 + (87.33 - 145.01) / 0.214 + (16.36 - 87.33) / 0.344] = 201.78$ (Ah)
	随机容量: $C_{cr} \geq I_r / K_{cr} = C_R = 4.77 / 1.34 = 3.56$ (Ah)
	故蓄电池容量应大于 $C_{c4} + C_{cr} = 361\text{Ah}$, 选取为 400Ah
3 蓄电池充电电流选择:	
	1) 满足浮充电要求 $I_r = 0.01I_{10} + I_{jc} = 37.27\text{A}$
	2) 满足均衡充电要求 $I_r = (1.0I_{10} \sim 1.25I_{10}) + I_{jc} = 76.87 \sim 86.87$ (A)
	故, 选择充电装置额定电流 86.87A
4 充电模块个数选择选择:	
	单个模块额定电流选择 20A
	模块选择: $n = I_r / 20 + 1 = 86.87 / 20 + 1 = 5.3435$ 取 6 只
	模块选择: 6 台 20A

3.2.8 火灾报警系统

考虑电站为无人值班, 少人值守的变电站, 根据有关规程规定, 应装设火灾报警系统。该系统由控制器、探测器、消防广播及联系电缆等组成。

在主控楼等容易发生火灾的地方, 视具体环境的不同, 装设不同种类的探测器,

在各个房间设置火灾报警探测器，在电缆通道设置感温电缆，在合适、方便的地方设置火灾报警按钮。火灾探测器能够在火灾初始阶段准确地给出报警信号。火灾报警控制器设置于主控室侧墙上，与监控系统联网，保证火灾发生初期就能迅速准确地向控制中心和调度端报警。

3.2.9 视频安防监控系统

为便于运行维护管理，保证变电站及光伏场区安全运行，本电站设置一套视频安防监控系统，实现对光伏电站管理区主要电气设备，光伏厂区箱变—逆变器单元、主要运行道路、进站通道等现场的视频监视；系统主要设备包括视频服务器。终端监视器，录像设备，摄像机，传输电缆，光纤，云台，防护罩，编码器等。视频信号通过公用接口装置与计算机监控系统通信，同时能与火灾报警系统以通信接口方式联动。

3.2.10 二次设备的接地、防雷、抗干扰

根据反措要求，所有静态保护屏柜及端子箱内应设截面不小于 100mm^2 接地铜排。静态保护屏柜的接地铜排应用截面不小于 50mm^2 的铜缆与保护室内的等电位接地网相连；端子箱内的接地铜排应用截面不小于 100mm^2 的铜缆与电缆沟道内的等电位接地网相连。

计算机系统应由良好工作接地。监控系统不设单独的接地网，遵照“一点接地”原则，接地线接于站内主接地网的一个点上。

防雷方案：本站考虑为时钟同步系统天线馈线，远传通道加装防雷器。

保护室内的二次设备通信采用屏蔽以太网或屏蔽双绞线，二次设备与保护室外设备采用光纤通信。

3.2.11 二次设备组柜及布置

3.2.11.1 电子设备间设计方案

本电站按无人值班站设计，220kV 系统一次设备采用敞开式布置，35kV 系统采用户内开关柜。220kV、主变和公用二次设备集中布置于电子设备间内，35kV 系统二次设备布置在就地开关柜内。蓄电池采用支架方式集中布置于蓄电池室内。电子设备间按终期规模建设，并预留部分备用屏位。具体布置方案见：《电子设备间屏位布置图》。

3.2.11.2 二次设备组柜原则

(1) 计算机监控系统站控层设备：

- ① 监控系统主机/操作员站：不单独组柜，放置于主控室内。

-
- ② 远动设备：2 台远动主机组一面屏
 - ③ 对时设备：2 套主时钟、扩展时钟装置、时间同步天线及天线防雷器等，组在远动屏内。
 - ④ 公用接口设备：组 1 面柜，柜上包括智能接口设备、光电转换装置、交换机等。
 - ⑤ 调度数据网接入设备：两套调度数据网接入设备与相应的二次安防设备各组 1 面柜。

(2) 间隔层设备：

- ① 220kV 系统：配置 1 台 220kV 线路测控装置，组 1 面柜；
- ② 主变高低压侧及本体配置 3 台测控装置，组 1 面测控柜；
- ③ 35kV 系统：配置保护测控装置 1 台，就地安装于开关柜；
- ④ 设公用测控柜 1 面，柜上包括 2 台测控装置。

(3) 控制电源系统

- ① 直流电源系统共组 5 面柜。
- ② UPS 电源系统共组 2 面柜。

(4) 继电保护及安全自动装置

- ① 220kV 线路、母线保护各组 2 面柜。
- ② 主变保护：组 3 面柜。
- ③ 35kV 母线保护：组 2 面柜。
- ④ 220kV 系统、主变合组一面故障录波器屏，35kV 系统组一面故障录波器柜。保信子系统组一面柜。
- ⑤ 防孤岛装置组 1 面柜。

(5) 调度自动化

- ① 电能质量监测装置、同步相量测量装置各组 1 面柜。
- ② 功率预测系统、AGC 子站、AVC 子站各组 1 面柜。
- ③ 220kV 电度表、电量采集器等合组 1 面柜。

(6) 辅助系统

- ① 视频安防监控系统组柜 1 面。含视频监控服务器、网桥、电源等设备。

3.3.11.3 二次设备布置

本电站不设通信机房，通信设备布置在电子设备间内。

远动对时屏（柜）、网络通信屏（柜）、公用测控屏（柜）、保护设备屏（柜）、故障录波器屏（柜）、保护及故障子站屏（柜）、安全自动装置屏（柜）、电能质量监测屏（柜）、同步相量测量屏（柜）、视频安防监控系统屏（柜）、电度表屏（柜）、功率预测系统屏（柜）、AVC、AGC 子站屏（柜）、等均布置于电子设备间内。35kV 保护测控一体化装置及电能表等设备分散布置于配电装置室内的相应开关柜内。动态无功补偿保护控制屏（柜）布置于 SVG 室内。

3.3 通信部分

3.3.1 系统通信

建昊土门子 215MW 光伏发电项目位于河北省秦皇岛市青龙满族自治县土门子镇土门子村附近，项目规划容量为 215MWp，实际装机容量为 214.99452MWp，光伏组件采用 540Wp 规格的单晶硅单面发电组件，数量共计 398138 块。

本项目新建 1 座 220kV 升压站，升压站主变规模为 $1 \times 220\text{MVA}$ ，电压等级 220/35kV。220kV 和 35kV 母线采用均单母线接线型式。

本项目预计 2022 年投产。

青龙建昊土门子 215MW 光伏发电项目接入平方 220kV 变电站，建昊土门子 220kV 升压站至平方 220kV 变电站距离 26.3km，推荐采用 $2 \times \text{JNRLH1/G1A-300/40}$ 钢芯耐热铝合金绞线。

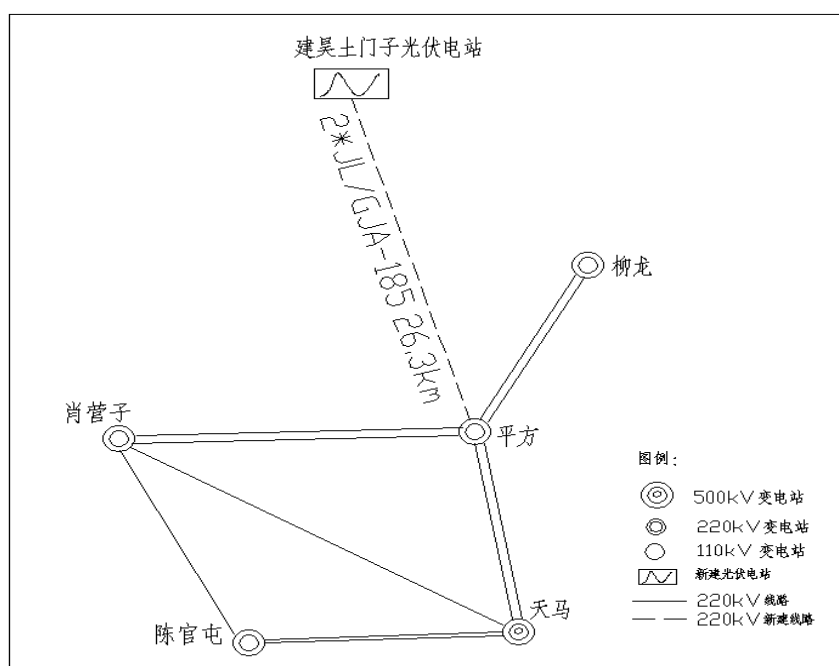


图 3.3.1：接入系统方案

3.3.2 调度关系

根据电网“统一调度、分级管理”的要求，光伏电站由冀北电力调控中心和秦皇岛地调调度，光伏电站远动信息分别向冀北电力调控中心、冀北备调、冀北测试主站系统、秦皇岛地调、秦皇岛备调传送，同时光伏电站接受冀北调度下发的自动发电控制（AGC）指令，接受秦皇岛地调下发的自动电压控制（AVC）指令。

3.3.3 系统通信现状

1、平方 220kV 站—肖营子 220kV 站现架设有一根 24 芯 OPGW 光缆，光缆长度约 38.1km。

2、平方 220kV 站—天马 220kV 站现架设有一根 24 芯 OPGW 光缆，光缆长度约为 52.6km

3、平方 220kV 站现有 2 套 10G 光传输设备，分别接入冀北省内一体化 SDH 平台阿尔卡特子平面和中兴—华为子平面。平方 220kV 站现有 1 套数据通信网设备，接入冀北调控中心和秦皇岛区调数据通信网。平方 220kV 现有 1 套广哈调度交换机，用于冀北调控中心和秦皇岛区调调度电话主备用。

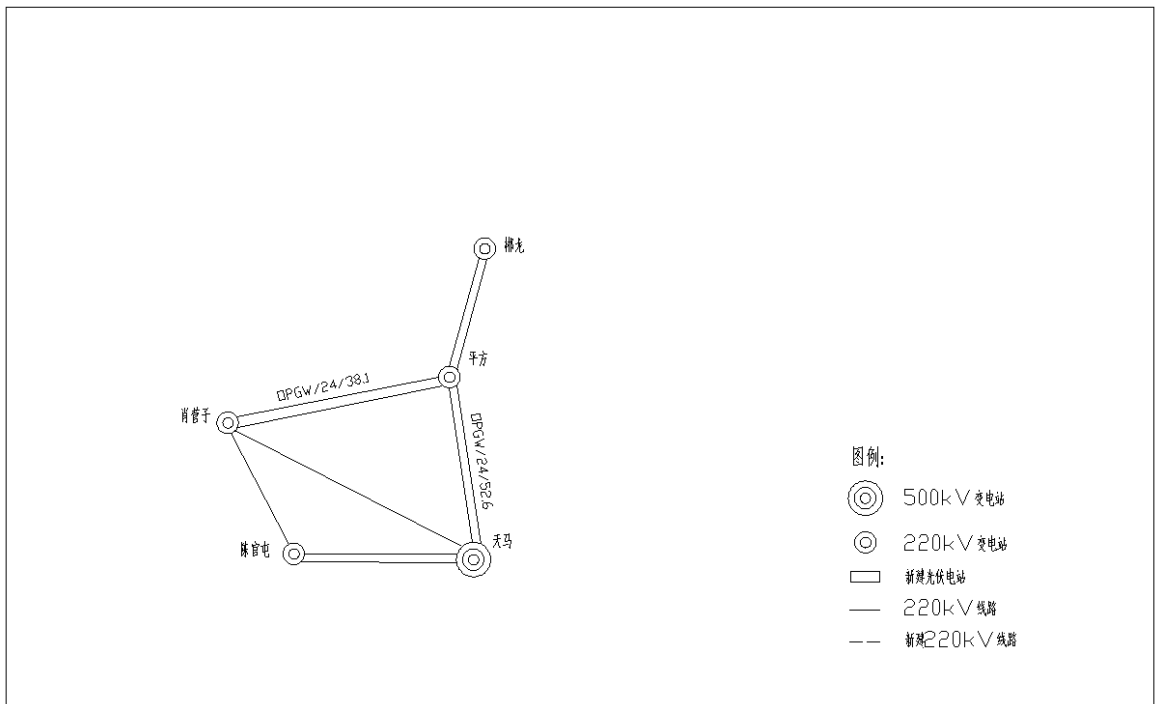


图 3.3.3.1 通信光缆现状

3.3.4 通道需求

(1) 调度电话通道要求

光伏电站——冀北电力调控中心要求按主备用方式配置传输通道

光伏电站——秦皇岛区调要求按主备用方式配置传输通道

(2) 远动通道要求

对冀北电力调控中心、冀北备调、秦皇岛地调、秦皇岛备调及各相关备调的远动通道均采用主备电力调度数据网通道。

(3) 计量通道要求

光伏电站至冀北电力调控中心及秦皇岛供电公司电量计费主站采用主备用调度数据网通道。

(4) 电能质量通道要求

电能质量监测信息要求通过数据通信网向冀北电科院主站传送。

(5) 保护及故障信息管理通道要求

光伏电站至冀北电力调控中心及秦皇岛地调采用主备用调度数据网通道。

(6) 故障录波通道要求

光伏电站至冀北调度录波主站及秦皇岛调度录波主站采用主备用调度数据网通道。

(7) 安稳通道要求

光伏电站至秦皇岛安稳主站采用调度数据网通道。

(8) 时钟监测装置信息

光伏电站至冀北主站时钟监测系统采用调度数据网通道。

(9) 同步相量测量信息

光伏电站至冀北电力调控中心主站端及秦皇岛地调采用主备用调度数据网通道。

(10) 功率预测系统

光伏电站至冀北新能源监测主站采用数据通信网通道。

(11) 保护通道要求

土门子升压站—平方 220kV 站一回 220kV 线路，线路需配置双套不同品牌的纵联差动保护。两套纵联差动保护分别采用一路光纤直通通道，一路 2M 复用通道。

3.3.5 系统通信方案

(1) 光缆路由

沿新建建昊土门子升压站—平方 220kV 变电站的 1 回 220kV 线路建设 2 条 24 芯 OPGW 光缆，**光缆路径长度约 26.3km。**

导引光缆部分建昊土门子升压站按 $2 \times 0.4\text{km}$ 考虑，平方 220kV 站按 $2 \times 0.4\text{km}$

OPGW 光缆引下时应, 采用(抱箍)支柱绝缘引下线夹固定, 防止光缆与架构接触, (抱箍)支柱绝缘引下线夹安装间距 1.5—2.0m。支柱绝缘子与地线绝缘子要求保持一致。接地端子 A 门柱两侧各有一个, 双根光缆沿门柱两侧分别引下。光缆通过 ABC 三点与架构接地端子可靠连接。端子采用双螺孔接地端子。

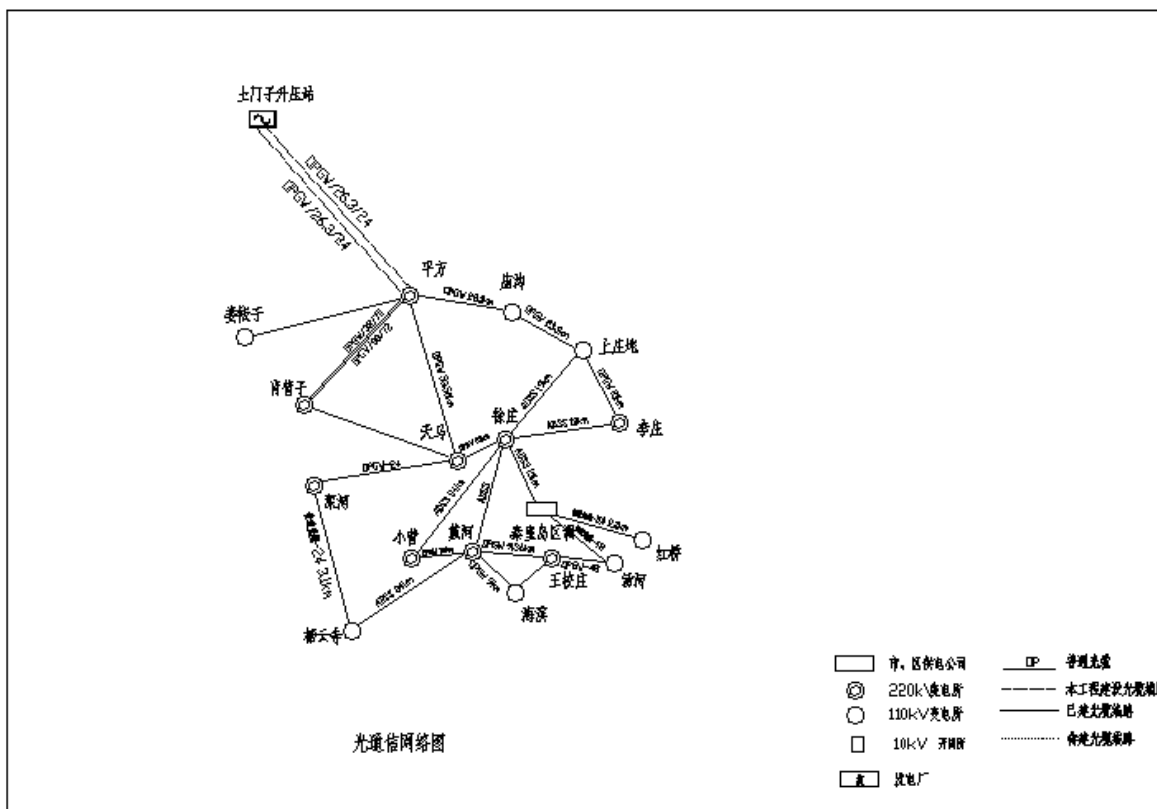


图 3.3.5.1: 光缆路由图

根据调继〔2019〕6号《国调中心、国网信通部关于印发国家电网有限公司线路保护通信通道配置原则指导意见的通知》信通通信〔2019〕10号国网信通部关于印发线路保护和安全自动装置光纤通道典型方式安排的通知,保护和安稳通道需满足三路由要求。

为提高保护及安稳装置通道可靠性，随用户电源工程建设第三路由。配置建昊土门子升压站光传输设备时预留用户电源工程第三路由的 155M 光接口板，工程后续环节根据用户电源工程方案进行调整。

(注：具体通信光缆建设内容详见配套站外送工程)

(2) 设备配置

①光设备配置：土门子变电站配置 2 套 SDH2.5Gb/s 光传输设备，分别接入冀北

省内一体化 SDH 平面（阿尔卡特子平面和中兴—华为子平面），各设备分别配置两个对平方 220kV 变电站方向的 L-4.2 光接口板，开通土门子升压站—平方 220kV 站容量为 622M 的 1+1 光路。

②IAD 软交换设备：土门子升压站配置两套 IAD 软交换设备，实现与冀北调控中心和秦皇岛地调主备调度电话，接入位置按照小营 220kV 站和平方 220kV 站考虑，两站分别扩充 IP 用户板卡一块。

③数据通信网设备：建昊土门子升压站配置一套数据通信网设备，采用 FE/GE 口接入冀北调控中心和秦皇岛数据通信网，接入位置考虑平方 220kV 站、陈官屯 220kV 站，两站分别扩容数据通信网接口。

④配线设备：土门子升压站配置一套光纤配线柜（ODF-48 芯）、一套数字配线柜（DDF-64×2M）、一套音频配线柜（VDF-50 回）。平方 220kV 站配置一块 48 芯光纤配线模块。

注：本工程通信设备只开列土门子升压站侧，平方 220kV 变电站侧及调度端设备扩容部分开列在送出设计中。

3.3.6 光纤数字传输系统性能指标

（1）假设参考数字通道 (HRX) 和数字段 (HRDS)

根据我国国内网 HRX 按全长为 5000km。依据 CCITTG. 702 中每个等级所规定的假想参考数字段，按 2048kb/s 系列的数字段，目前认为应包括的数字段距离为 280km 与 50km。根据本工程的实际情况光纤长度土门子升压站—平方 220kV 变电站光纤长约 26.3km（含引入光缆），因此可参考数字段（HRDS）为 50km 的性能指标。

本工程光传输电路的误码性能指标见表 6.3.6-1 所示。

表 6.3.4-1 土门子升压站—平方 220kV 变电站（622Mb/s 速率，26.3km）数字通道误码性能指标（长期系统指标）

速率(kbit/s)	2048	34368	155520	622080
ESR	2.40E-06	4.50E-06	9.60E-06	待定
SESR	1.20E-07	1.20E-07	1.20E-07	1.20E-07
BBER	1.20E-08	1.20E-08	1.20E-08	6.00E-09

（2）其它性能指标

本工程光缆通信 SDH 传输电路的抖动性能指标、漂移性能指标、可用性目标应符合 CCITT 建议和邮电部部颁标准的相关规定。

(3) 光纤电路传输质量指标

中继段光通道衰减的计算是选择光设备和光缆的基本条件，工程设计中，通常电路长度以及站址的设置是确定的，根据厂家提供的设备参数选择光纤参数或根据光纤参数选择设备。本设计按最坏值法计算光通道衰减值，从而提供光设备的衰减范围要求，计算结果列于表 6.3.6-2。

表 6.3.6-2 光纤电路传输质量指标估算表

序号	名称	单位	土门子升压站—平方 220kV 站
1	光口类型		L-4.2
2	工作波长范围	nm	1280-1335
3	光缆长度	km	26.3
4	光纤衰减系数	dB/km	0.36
5	固定接头衰减系数	dB/km	0.04
6	光缆衰减	dB	10.52
7	活动连接器衰耗	dB	1
8	光通道功率代价	dB	1
9	光缆富余度	dB	3
10	总衰减	dB	15.52
11	最小发送功率	dBm	-3
12	光接收功率	dBm	-18.52
13	R 点光接收灵敏度	dBm	-28
14	最小过载电电平	dBm	-8
15	功率电平富余度	dB	9.48
16	光纤色散系数	Ps/nm • km	3.5
17	总色散	Ps/nm	92.05
18	STM-4 最大允许色散	Ps/nm	—
19	结论		满足要求

(4) 系统话路分配

光通信系统的配置可以通过软件来设置,对于网络中的每个节点的 2Mb/s 支路可以通过软件设置任意上下。

3.3.7 主要设备的性能参数要求

(1) 光传输设备

设备应符合 ITU-T 关于同步数字系列的有关建议和 GB/T15941-1995 的有关标准。

1) 系统性能要求:

应提供直接分插三次群信号内任何支路信号的能力,群路侧提供三次群光接口,支路侧提供 G. 703 或根据系统要求提供光、电接口;

支路接口类型:本期为 2048kbit/s,并可容易实现 8448kbit/s;

分插容量: $252 \times 2\text{Mb/s}$;

系统保护:按自愈环考虑。

2) 光接口

类型:L-4.1;

工作波长范围:1280—1335nm;

发信机在 S 点特性:

平均发送功率:-8dBm(最大)L-4.1,

-15dBm(最小)L-4.1;

最小消光比:8.2dB(S-4.1);

接收机在 R 点最小灵敏度:-28dBm(S-4.1);

S—R 点光通道特性:

衰减范围:0~12dB(S-4.1);

最大允许色散:74ps/nm(S-4.1);

最大通道代价:1dB;

接头:Fc/Pc;

3) 支路接口:符合 ITU-TG. 703, G. 823;

支路容量: $252 \times 2\text{Mb/s}$;

比特率: $2048\text{kbit/s} \pm 50\text{ppm}$;

阻抗:75Ω不平衡/120Ω平衡;

码型:HDB3;

标称峰值电压:2.37V/75Ω, 3V/120Ω;

介入损耗:0~6dB—1024kHz;

4) 设备时钟:符合 ITU-TG. 813;

5) 管理功能要求

设备的控制系统应具管理功能,实现采集、告警、状态信息和分配数据,能提供本地终端接口,并能寄存有关告警、性能参数和历史数据,支持设备的实时管理功能其要求。

系统管理:包括管理信息数据库的备份和恢复、各类日志的转储、恢复和清除等。

故障管理:主要包括故障监视、故障定位等。如告警的收集、告警显示、告警裁剪、告警级别的转换、告警历史的管理、告警报表等。

性能管理:主要提供通信设备状况、性能事件周期、性能事件选择、性能监视、性能查看、阈值设置、性能分析等。

安全管理:至少应能提供以下功能:

未经授权的人不能进入管理系统,具有有限授权的人只能接入相应授权的部分。

应能对所有试图接入受限资源的申请进行监视和实施控制,以便实现用户口令登录、增加、删除和修改用户,设定管理区域,详细记录各用户的登录、退出和操作,手工或自动备份数据库以及管理域自动更新等。

维护管理:应能有对设备单板和主控板的硬件软件版本、通道业务加载等显示,软件在线升级等功能。

6) 工作环境条件

环境温度:0~+45℃保证指标

-10~+50℃保证工作

相对湿度:90%(+35℃)保证指标

95%(+35℃)保证工作

供电电源:-48V±10%保证指标

-48V±15%保证工作

(2) PCM 基群设备

1) 系统特性

话路数量: 30CH

话路抽样频率: 8KHZ

编码率：8bit/sample, A+87.6, 13 折线

时钟频率：2048kbit/s

时钟源：内时钟，外时钟，主从时钟。

2) 话路接口

音频通道接口：

E/M 接口：二线或四线可选

FXO 接口：二线环路用户单机接口

FXS 接口：二线环路交换机接口

3) 数据通道模块

低速数据：600~19200bit/s;

中速数据：48~64kbit/s;

高速数据：n*64kbit/s;

4) 2M 接口

比特率：2.048kbit/s

比特容差：±50x10⁻⁶

线路码型：HDB3

阻抗及正常脉冲：120Ω /3V，75Ω /2.37V

输入端允许衰减：0~6Db（在 1.024MHz）

电源要求：-43V~-53VDC

(3) 数据通信网设备

按照交换机配置，要求如下：

交换容量：≥136G（全双工状态）

整机包转发能力：≥100Mpps，要求三层包转发率（Mpps）

主控板内存：≥512M

支持接口类型：万兆以太、千兆以太，单模/多模接口，10/100/1000BaseT 等

路由协议：OSPF、BGPv4、BGP4Extension、RIPv2、IS-IS 等常用协议

兼容性：主流网络设备厂商的网络设备兼容

3.3.8 光缆线路部分

(1) 光学性能见下表：

序号	项目	指标	备注
1	模场直径(μm)	$(9-10)\pm 0.5$	
2	包层直径(μm)	125 ± 2	
3	工作波长(μm)	1310	
4	截止波长(nm)	≤ 1260	在 22m 长光缆上
5	模场同心度误差(μm)	< 1	一般为 $0.5\mu\text{m}$
6	衰减(dB/km)	< 0.4	
7	色散($\text{ps}/\text{nm} \cdot \text{km}$)	< 3.5	波长在 1288~1339nm

(2)物理性能见下表:

序号	项目名称	参数	备注
1	光纤数量(芯)	24	
2	允许拉力:长期/短期(N)	1000/3000	
3	允许压扁力(N/100mm)	1000	
4	允许弯曲半径静态/动态	10/20 倍缆径	
5	使用温度($^{\circ}\text{C}$)	$-30\sim +70$	不影响光学特性

(3)光缆性能要求

光缆应有合理的结构型式,具有抗拉、抗侧压、防水、防潮、防紫外线、抗电腐蚀等能力,光纤应有适当的余长,以保证光缆在拉断前光衰减无变化。

适应电力线路电压等级: 110kV

适应电场强度:/25kV

适应的气象条件:

最高气温: 40 $^{\circ}\text{C}$

最低气温: -20 $^{\circ}\text{C}$

年平均气温: 15 $^{\circ}\text{C}$

最大风速: 30m/s (相应湿度-5 $^{\circ}\text{C}$), 无冰

覆冰厚度: 5mm (密度 $0.9\text{g}/\text{cm}^3$, 相应湿度-5 $^{\circ}\text{C}$, 风速 10m/s)

光缆结构：层绞式

额定抗拉强度：在上述使用条件下，应满足最大档距不大于 300m

3.3.9 通道组织

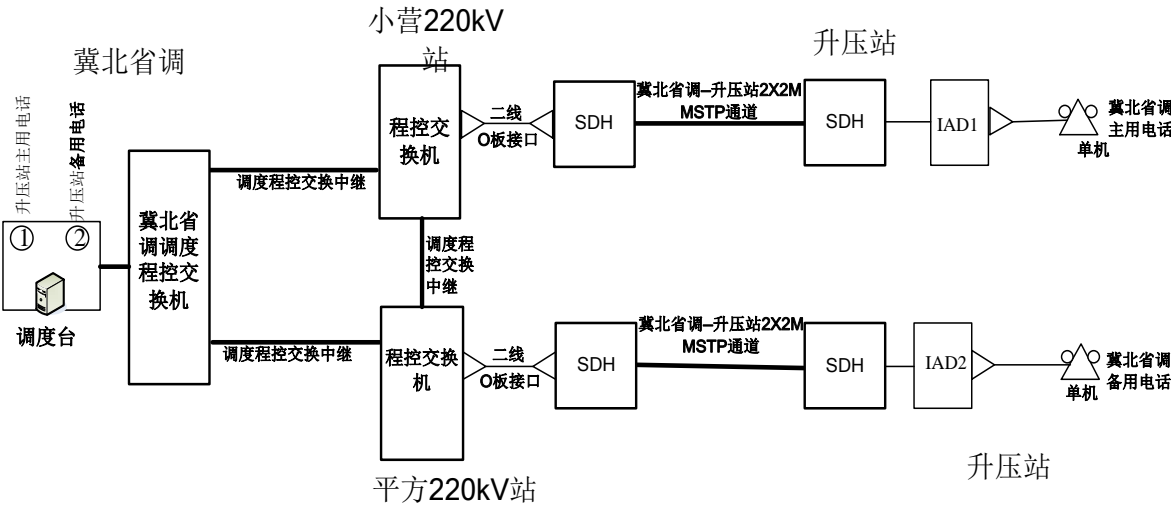
1、调度电话通道

土门子升压站—冀北电力调控中心（主、备用）

土门子升压站 IP 电话（MSTP 通道） 冀北电力调控中心（IAD 软交换）

土门子升压站—冀北电力调控中心（备用）

土门子升压站 IP 电话（MSTP 通道） 冀北电力调控中心（IAD 软交换）

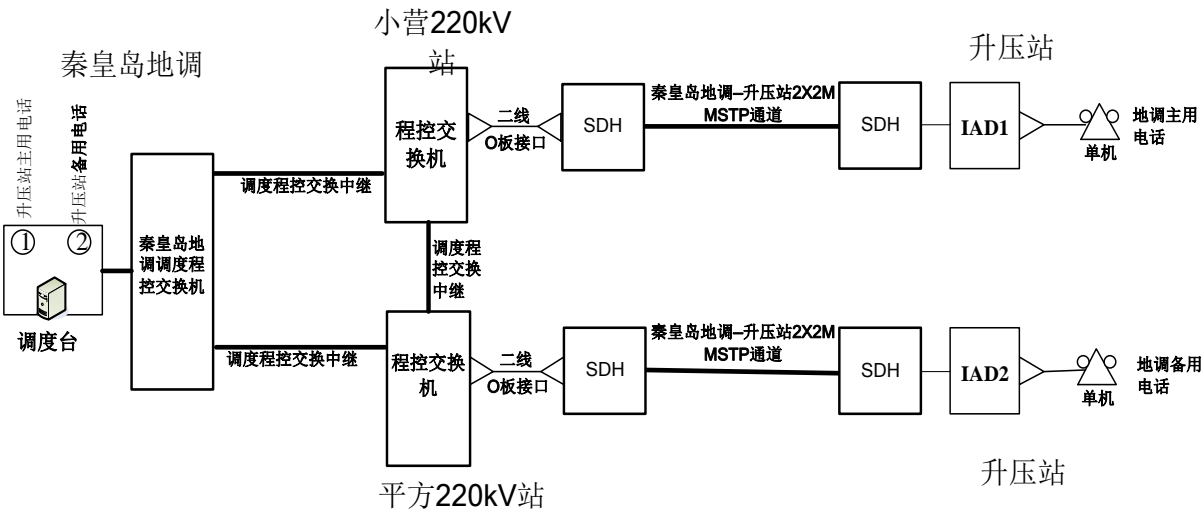


土门子升压站—秦皇岛地调（主用）

土门子升压站 IP 电话 秦皇岛地调（IAD 软交换）

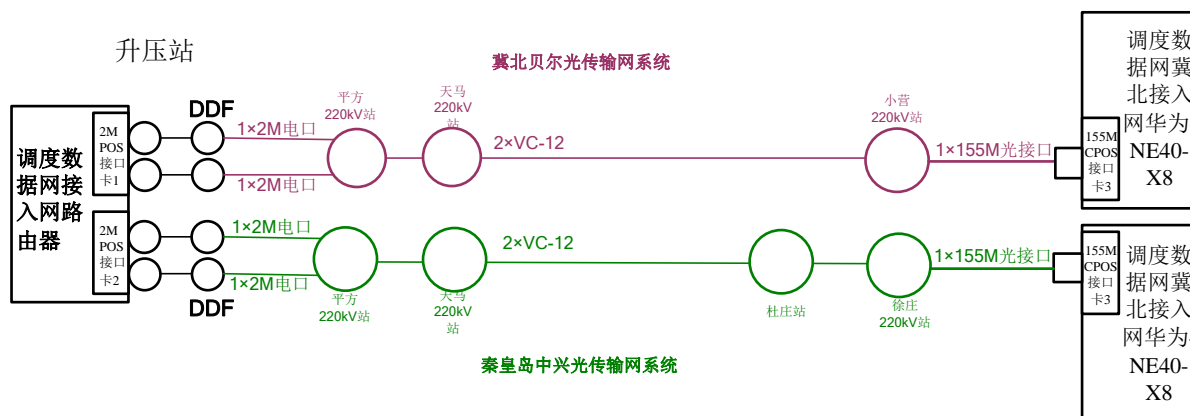
土门子升压站—秦皇岛地调（备用）

土门子升压站 IP 电话 秦皇岛地调（IAD 软交换）

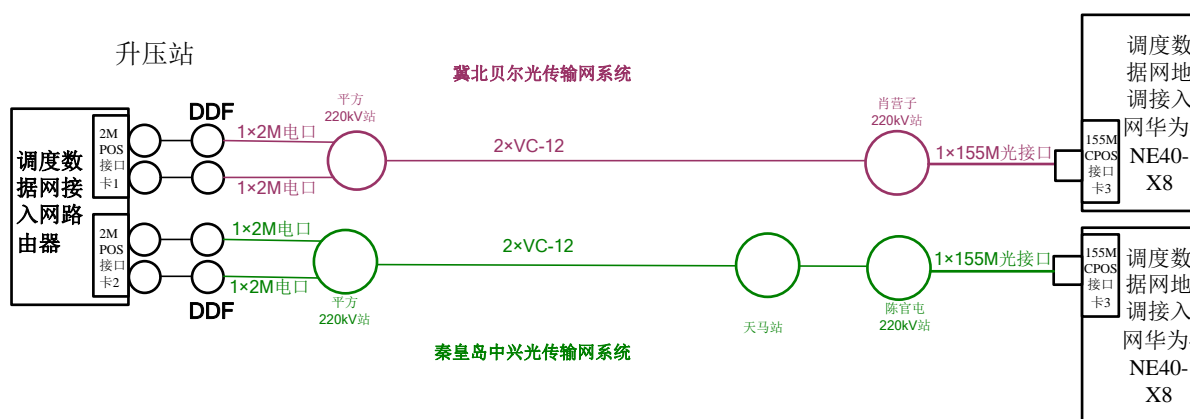


2、调度数据网通道

采用 2 路 2×2M 方式分别由两点接入冀北调度数据网（徐庄 220kV 站和小营 220kV 站）。



采用 2 路 2×2M 方式分别由两点接入秦皇岛调度数据网（陈官屯 220kV 站和肖营子 220kV 站）。



3、远动计量通道

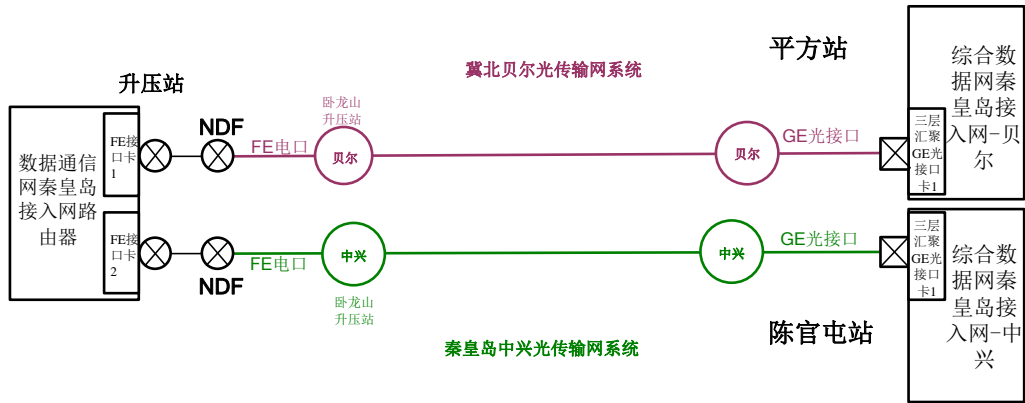
至冀北调控中心：主备用通道均采用电力调度数据网通道。

至秦皇岛区调：主备用通道采用电力调度数据网通道。

4、数据通信网通道

至平方 220kV 站采用 FE/GE 接口，利用冀北阿尔卡特 SDH 设备承载。

至陈官屯站采用 FE/GE 接口，利用秦皇岛地区中兴 SDH 设备承载。



5、保护通道

土门子升压站—平方站一回 220kV 线路，需配置双套不同品牌的纵联差动保护线路主保护一：

通道一：利用 OPGW1 直达光缆分纤组织，主用 2 芯，备用 2 芯。

通道二：利用直达光缆，复用冀北省地一体化阿尔卡特 SDH 通信设备 1×2M。

线路主保护二：

通道一：利用 OPGW2 直达光缆分纤组织，主用 2 芯，备用 2 芯。

通道二：利用直达光缆，复用冀北省地一体化中兴 SDH 通信设备 1×2M。

3.3.10 通信机房、电源

(1) 通信机房

本光伏电站不单独设置通信机房，通信设备安装在电子设备间内。

(2) 通信电源

本光伏电站不设置独立的通信电源、蓄电池。通信设备需满足两路独立电源供电，所需的-48V直流电源由一体化电源通过直/直逆变（DC/DC）取得。该电源为系统通信及站内通信设备提供-48V直流不停电电源。

(3) 站内综合布线系统

本期工程变电站监控室、休息室等房间内信息、电话网络采用综合布线方式，根据实际需要在监控室等房间设置电话及信息插座，以实现电话及网络信息的灵活接入。布线系统采用超五类屏蔽双绞线。

第四章土建设计

4 土建设计

4.1 概述

本站址位于青龙满族自治县土门子镇，距离土门子人民法庭约 200m，县道 X681 道路东侧。本工程建（构）筑物主要为综合楼、配电楼、辅助用房、水工构筑物、主变压器基础及油池、站变基础、接地变基础、SVG 基础、电容器基础、独立避雷针、母线及出线架构等。

站内建筑物主要指标为：综合楼为地上两层钢筋混凝土框架结构，建筑面积为 500.80 m²，配电楼为地上一层钢筋混凝土框架结构，建筑面积为 329.56 m²，辅助用房为地上一层砌体结构，建筑面积为 100.14 m²。

4.2 设计依据和场址自然条件

4.2.1 设计依据

- (1) 《民用建筑设计统一标准》GB50352—2019
- (2) 《办公建筑设计规范》JGJ67—2019
- (3) 《公共建筑节能设计标准》GB50189—2015
- (4) 《建筑设计防火规范》GB50016-2014(2018 年版)
- (5) 《35kV~220kV 变电所设计规范》GB50059-2011
- (6) 《宿舍设计规范》JGJ36—2016
- (7) 《建筑结构制图标准》GB/T50105-2010
- (8) 《建筑地基基础设计规范》GB50007-2011
- (9) 《建筑结构可靠性设计统一标准》GB50068-2018

(10)《混凝土结构设计规范》GB50010-2010 (2015 年版)

(11)《砌体结构设计规范》GB50003-2011

(12)《建筑抗震设计规范》GB50011-2010 (2016 年版)

(13)《钢结构设计标准》GB50017-2017

(14)《光伏电站设计规范》GB50797-2012

4.2.2 基本资料

(1) 地质资料详见第三章

4.2.3 设计主要数据

1)基本风压: 0.30kPa (50 年) 基本雪压: 0.40kPa (50 年)。

2)根据《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010), 拟建场地抗震设防烈度为 6 度, 设计基本地震加速度为 0.05g, 设计地震分组第三组, 基本地震动加速度反应谱特征周期 0.45s。

3)建筑场地类别: II 类。

4)场地土的标准冻结深度为: 1.09m。

5)建筑结构的安全等级: 二级。

6)结构重要性系数: 1.0。

7)升压站内建筑物建筑工程抗震设防类别为标准设防类 (丙类), 升压站内建筑物耐火等级为二级, 建筑物屋面为不上人屋面, 屋面活荷载 0.50kN/m²。升压站内建筑物设计使用年限为 50 年。结构重要性系数取 1.0。

4.2.4 设计主要建筑材料性能

1)混凝土: 基础 C30, 梁、板、柱等 C30, 基础垫层 C15。

2)水泥: 一般采用普通硅酸盐水泥。

3)钢材:

钢筋: 构造钢筋采用 HPB300, 受力钢筋采用 HRB400。

型钢: Q235B 碳素结构钢。

4)焊条: E43、E50 型, 并与钢材匹配使用。

5)砌体和砂浆:

零米及以下墙体采用 MU20 烧结非粘土实心砖, M10 水泥砂浆砌筑。0.00m 以上墙体采用 MU15 烧结非粘土实心砖, M7.5 混合砂浆砌筑。

6)保温: 外墙 100mm 厚 EPS 保温板, 屋面 100mm 厚挤塑聚苯乙烯泡沫塑料板。

7)防水层：SBS 防水卷材。

8)其它：

对有防火要求的部位采用防火涂料、防火门。

4.3 电站总平面布置

4.3.1 地理位置

本站址位于青龙满族自治县土门子镇，距离土门子人民法庭约 200m，县道 X681 道路东侧。站址区域用地性质为建设用地。场地内堆有砂石建筑材料，并零星分布 1 层附属建筑物，且种有少量杨树，地势较为平坦。进站道路与西北侧的县道 X681 相连，长度约为 46 米，可满足站内主变等大件运输要求。



图 7.1 升压站地理位置图

4.3.2 升压站总图布置

220kV 升压站围墙内用地尺寸为 153.5m×120m，围墙内占地面积为 1.8420ha（合 约 27.630 亩）。升压站进行分区设计，从西向东分为管理区、储能区、变电区三部分。其中西侧管理区内设综合楼、辅助用房、部分水工构筑物等设施，此区域内为硬化场地，并做绿化以美化站区。储能设备全部位于站区中部。站区东侧为变电区，中部设有配电楼、主变压器及接地变，北部布置 SVG、电容器等电气设备，母线及出线架构位于站区东侧，向东架空出线。进站大门设置在站区西北角。

表 7.1 技术经济指标一览表

序号	项目	单位	数量	备注
1	站址总占地面积(不含进站道路)	hm ²	1.9527	合 29.291 亩
2	站区围墙内占地面积	hm ²	1.8420	合 27.630 亩
3	站区围墙外占地面积	hm ²	0.1107	合 1.661 亩
4	站区围墙长度	m	541.5	砖砌围墙,高 2.3m
5	总建筑面积	m ²	930.50	
6	站内道路面积	m ²	3186	素混凝土路面
7	硬化地面	m ²	7600/3700	广场砖硬化地面/碎石场地

4.3.3 大门、围墙的布置

220kV 升压站西北角设置进站自动伸缩门一座,升压站内进行分区设计,分为管理区、储能区及变电区三部分,三区之间用道路相隔。

4.3.4 竖向布置

《关于拟建土门子光伏汇集站站址的防洪设计意见》中指出“本地段洪水重现期 100 年一遇的最高洪水位标高为 225.20 米”,根据 GB 50201-2014《防洪标准》中 7.3.2 条规定,220KV 等级的变电站防洪标准不应低于一百年一遇的洪水位,故站址最低处即站区围墙根部标高定为 225.20 米。为使雨后场地积水能够迅速排除,结合工艺要求,综合考虑站区地形、场地及道路允许坡度、站区排水方式、土石方平衡等条件,并考虑站内建构筑物、地下管线、沟道等布置,整个站区竖向布置采用平坡式,站区中心为最高处,向四周找坡不小于 0.5%,雨水经围墙上排水孔排至站外,站区围墙外周圈设置排水沟便于雨水溢出。

4.3.5 道路及场地处理

站内道路采用混凝土路面,宽度 4.5m,转弯半径 9 米,可满足主变等大件设备的运输及消防车道的要求。

管理区及储能区场地采用广场砖硬化地面,配电区为碎石地面以满足电气要求。

4.3.6 绿化的布置原则

现场如有绿化条件,220kV 升压站可在管理区进行绿化,并采用灌木、花卉、草坪等相结合的方式,但应以不影响电站电气出线、管线敷设、日常管理为前提。

4.4 升压站内主要建(构)筑物建筑设计

站区内的建(构)筑物包括:综合楼、配电楼、辅助用房、水工构筑物、主变压器基础及油池、站变基础、接地变基础、SVG 基础、电容器基础、独立避雷针、母线及出线架构等

1) 综合楼

综合楼为地上两层钢筋混凝土框架结构,主要房间为消防控制室、办公室、宿舍、厨房、餐厅、会议室、活动室、卫生间等,建筑面积 500.80m²。耐火等级为二级。层高均为 3.6m。墙体采用 250 厚加气混凝土砌块砌筑,室内外高差 300mm。

建筑物的周围设置散水。其坡度不小于 0.05,散水外缘应略高于平整后的场地,散水宽度 0.8m。散水用现浇混凝土浇筑,其下应设置 200mm 厚的 3:7 灰土垫层,并应超出散水和建筑物外墙基础底外缘 500mm。

门窗采用中空玻璃断桥铝合金窗及防风沙百叶窗;外门采用防盗门;内门为防火门或中级木门;外窗设防盗装置。

外墙墙面采用高级外墙涂料(颜色甲方定),内墙除厨房及卫生间为贴砖墙面外其余均为粉刷白色涂料;地面采用铺贴瓷砖面层;厨房、卫生间吊顶采用铝扣板顶棚,其余房间采用矿棉吸音板顶棚。

厨房和卫生间地面采用防水地砖地面,地面坡向集水点的坡度不得小于 0.01。地面与墙、柱、设备基础等交接处应做翻边,地面下应做 300~500mm 厚的灰土(或土)垫层。

2) 配电楼

配电楼为地上一层钢筋混凝土框架结构,建筑面积为 329.56 m²。耐火等级为二级。层高为 5m,外、内墙体均为 250 厚加气混凝土砌块砌筑,Ms7.5 专用砂浆砌筑,室内外高差 300mm。

建筑物的周围设置散水。其坡度不小于 0.05,散水外缘应略高于平整后的场地,散水宽度 0.8m。散水用现浇混凝土浇筑,其下应设置 200mm 厚的 3:7 灰土垫层,并应超出散水和建筑物外墙基础底外缘 500mm。

门窗采用中空玻璃断桥铝合金窗;外门采用钢制防火门。

外墙墙面采用高级外墙涂料(颜色甲方定),内墙均为白色涂料,地面采用细石混凝土地面,顶棚采用白色乳胶漆顶棚。

3) 辅助用房

辅助用房为地上一层砌体结构,建筑面积为 100.14 m²。耐火等级为二级。层高为 3.3m,墙体采用烧结非粘土实心砖,室内外高差 300mm。

建筑物的周围设置散水。其坡度不小于 0.05,散水外缘应略高于平整后的场地,散水宽度 0.8m。散水用现浇混凝土浇筑,其下应设置 200mm 厚的 3:7 灰土垫层,并

应超出散水和建筑物外墙基础底外缘 500mm。

门窗采用中空玻璃断桥铝合金窗；外门采用钢制防盗门。

外墙墙面采用高级外墙涂料（颜色甲方定），内墙均为白色涂料，地面采用细石混凝土地面，顶棚采用白色乳胶漆顶棚。

4.5 升压站内主要建（构）筑物结构设计

1) 综合楼、配电楼

本站综合楼、配电楼地基基础设计等级为丙级，建筑结构安全等级为二级，设计使用年限为 50 年，属丙类建筑，抗震设防烈度 6 度。屋面为不上人屋面，屋面活荷载 0.5KN/m^2 。

综合楼、配电楼均为钢筋混凝土框架结构，柱下独立基础。

2) 辅助用房

辅助用房地基基础设计等级为丙级，建筑结构安全等级为二级，设计使用年限为 50 年，属丙类建筑，抗震设防烈度 6 度。屋面为不上人屋面，屋面活荷载 0.5KN/m^2 。

结构型式为砌体结构，墙下条形基础。

3) 其他建构筑物

本工程主变基础采用大块式钢筋混凝土基础；SVG、站变、接地变等户外设备基础采用素混凝土基础。

独立避雷针 5 座，高度 30m，采用钢管式结构。基础形式为现浇钢筋混凝土独立基础，基础埋深约 2.5m。钢结构构件防腐均采用热镀锌。

架构采用钢管结构，梁柱连接采用铰接。与基础之间采用地脚螺栓连接。构架柱采用钢管 A 型柱；三角形钢桁架梁，主材采用角钢。

设备支架除个别做混凝土支墩外，其余均采用钢管杆结构，现浇素混凝土独立基础，地脚螺栓连接。

4) 主要建筑材料

混凝土强度等级：垫层 C15，基础 C30，其他 C30；

钢筋：采用 HPB300、HRB400 级；

钢材：Q235B 钢；地脚螺栓 Q355B 钢；

非承重墙：A5.0 加气混凝土砌块，混凝土砌块专用砂浆。

承重墙砖砌体：地面以下采用 MU20 烧结非粘土实心砖，M10 水泥砂浆砌筑；地面以上采用 MU15 烧结非粘土实心砖，M7.5 混合砂浆砌筑。

4.6 管理区主要建筑物给排水设计

4.6.1 设计依据

- (1)《光伏电站设计规范》GB50797—2012
- (2)《室外给水设计标准》GB50013—2018
- (3)《室外排水设计标准》GB50014—2021
- (4)《建筑给水排水设计标准》GB50015—2019

4.6.2 生活给水

- (1) 生活水源

本期工程生活用水水源为附近村庄自来水（满足饮用水标准），由给水管网供至各用水点。若补水管道发生故障时，站区生活用水补水拟用水车到站外运水。

- (2) 本期用水量

用水人数按 10 人计，生活用水量标准为 150L/人·d，最大日用水量为 1.5m³/d。

4.6.3 排水系统

本工程排水系统采用雨、污水分流制，雨水和污水单独排放。

本工程排水系统采用雨、污水分流制，雨水和污水单独排放。

- (1) 雨水排水系统

雨水采用散排，通过道路找坡排至站外。

- (2) 污水排水系统

室内生活污水系统采用单立管伸顶通气排水系统。综合楼的生活污水经室内排水管道排至室外的化粪池，经化粪池处理后，排入一体化污水设施，经处理后排至站外。化粪池底渣定期运至垃圾卫生填埋场进行无害化卫生填埋处理。

- (3) 事故排油系统

变压器底部设置储油坑并设置变压器总事故油池，总事故油池容积按最大变压器总油量的 100% 考虑。事故油池内的废水经油水分离后排入站内道路。

4.7 管理区主要建筑物暖通设计

4.7.1 设计依据

- (1)《光伏电站设计规范》GB50797—2012
- (2)《建筑设计防火规范》GB50016—2014（2018 版）
- (3)《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB50736-2012
- (4)《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB50019-2015

(5)《民用建筑设计通则》GB50352—2005

(6)建筑专业及工艺专业提供的条件

4.7.2 设计参数

1) 室外设计参数

冬季采暖室外计算温度-9.6℃

冬季通风计算温度-4.8℃

夏季通风计算温度 27.5℃

夏季空调计算温度 30.6℃

夏季室外平均风速 2.3m/s

冬季室外平均风速 2.5m/s

2) 室内设计参数

室内设计参数表

房间名称	冬季	夏季	通风换气次数
配电室	≥5℃	≤40℃	≥12 次
控制室、二次设备室	≥20℃	≤26℃	≥4 次
蓄电池室	≥20℃	≤26℃	≥12 次
宿舍、活动室、办公室	≥20℃	≤26℃	≥4 次
水泵间、公共卫生间	≥5℃	≤40℃	≥6 次
危废室	-	≤40℃	≥12 次

4.7.3 采暖方案

根据当地气候条件，本工程公共卫生间、厨房等房间拟采用电暖气采暖，电采暖散热器采用合金材质。电暖气设置温控装置，自动调节房间内温度。根据房间的朝向、使用功能、围护结构型式，配置相应负荷的电暖气。采暖房间的室内设计温度按照《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB50019—2015 和《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB50736—2012 的规定执行。

4.7.4 空调系统

为保证工作人员的舒适性，在控制室、二次设备室、办公室、会议室、宿舍、餐厅等有人房间设置分体壁挂式或柜式冷暖空调，以满足值班人员的需要。

空调选型时应采用节能型空调，能效比不低于二级标准。分体空调与火灾报警装置连锁，当发生火灾时，自动切断电源。

4.7.5 通风方案

配电楼配电室、蓄电池室采用自然进风，机械排风的通风方式，通风换气量按保

证排除室内电气设备余热所需通风量选取,并应考虑每小时不小于 12 次的事故通风。全部风机口加 90 度防水弯头,以防雨水倒灌。在气温太高时考虑用墙壁上轴流风机通风降温,排风量按每小时换气次数大于 12 次计算,且室内最高温度不超过 40℃,抽风机必须具有与火灾报警装置联动的功能。

综合楼内卫生间、餐厅采用吊顶通风器通风。厨房操作间,采用自然进风,机械排风的通风方式。厨房的灶台处设机械排风机。全面通风采用吊顶通风器,排油烟系统由专业厂家二次设计,排油烟风机放于屋顶,排油烟设置油烟净化设施,其油烟排放浓度不得超过 2.0mg/m³,净化设备的最低去除效率不低于 85%。

发生火灾时,通风设备自动切断电源。

4.8 地基处理

根据本项目岩土工程勘察,建构筑物拟采用条形基础或独立基础,按预估基础埋深 2.5m 考虑,地基土类型为②粉质黏土,该层具有一定强度,但其下存在软弱下卧层,若经设计计算后天然地基强度及变形可以满足要求时,可考虑采用天然地基。弱天然地基不能满足设计需要时,建议采用换土垫层法、水泥土搅拌桩复合地基或预制桩基础。

4.9 土建工程量表

土建主要工程量表

序号	名称	结构形式或参数	单位	数量	备注
升压站部分					
1	综合楼	砌体结构	m ²	1039	
2	车库及材料间	框架结构	m ²	162	
3	SVG 变压器基础				
	混凝土		m ³	30	
	钢筋		t	1.5	
4	接地变				
	混凝土		m ³	15	
	钢筋		t	0.6	
5	站变				
	混凝土		m ³	15	
	钢筋		t	0.6	
6	主变基础及架构				
	混凝土		m ³	55	
	钢筋		t	3	
	钢材		t	9.5	
7	220kV 配电装置				
	混凝土		m ³	250	
	钢筋		t	8	
	钢材		t	60	

8	电容器基础				
	混凝土		m ³	50	
	钢筋		t	2.5	
	钢材		t	1	
9	30 米高避雷针				
	混凝土		m ³	30	
	钢筋		t	2.0	
	钢材		t	5	
10	预制舱				
	混凝土		m ³	40	
	砌体		m ³	210	
11	事故油池				
	混凝土		m ³	11	
	钢筋		t	1.0	

第五章消防设计

5 消防设计

5.1 工程消防总体设计

5.1.1 消防设计依据

- (1)《光伏电站设计规范》GB50797—2012
- (2)《建筑设计防火规范》GB50016—2014（2018 版）
- (3)《建筑内部装修设计防火规范》GB50222—95（2001 年版）
- (4)《建筑灭火器配置设计规范》GB50140—2005
- (5)《电力设备典型消防规程》DL5027—2015

5.1.2 设计原则

贯彻“预防为主、防消结合”的消防工作方针，做到防患于未“燃”。严格按照规程规范的要求设计，采取“一防、二断、三灭、四排”的综合消防技术措施。

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、灭火、排烟、救生等方面作完善的设计，力争做到防患于未“燃”，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。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、安全出口等各项消防要求。

5.2 工程消防设计

5.2.1 建筑物的火灾危险性和耐火等级

本工程建筑物的火灾危险性类别和耐火等级划分，见表 8.1。

表 8.1 火灾危险性类别和耐火等级划分表

房间名称	火灾危险性类别	耐火等级
综合楼	丁	二
配电楼	戊	二

5.2.2 消防车道和安全疏散通道

5.2.2.1 消防车道

通过对外交通公路，消防车可到达场区。场区内建筑物及构筑物四周均设有消防通道，消防通道宽度大于等于 6m，而且形成环行通道，道路上空无障碍物，满足规范要求。

5.2.2.2 防火间距

综合楼与配电楼之间相距较远，间距大于 10m，满足建筑物防火间距要求。

5.2.2.3 安全疏散

综合楼安全出口设置满足规范的要求。

5.2.3 消防系统设计

5.2.3.1 水消防系统

根据《建筑设计防火规范》GB50016-2014（2018 年版）、《火力发电厂与变电站防火设计标准》GB50229-2019 及《消防给水及消火栓系统技术规范》GB50974-2014 要求，本工程设置室内外消防给水系统，室内消防用水量为 10L/S，室外消防用水量为 15L/S，一次消防用水量为 180m³。

本项目储能根据《预制舱式磷酸铁锂电池储能电站消防技术规范》T/CEC373-2020 规定，需对预制舱式磷酸铁锂电池储能电站设置室外消火栓系统，消防用水量为 20L/S，火灾延续时间为 3h，一次火灾所需消防水容积为 216m³，配置直流喷雾两用水枪。

综上，选用有效容积为 220m³ 的消防水池。

升压站区室外布置 SA100/65-10 型室外地下式消火栓。室外消防管网采用环网布置，平时管网压力由消防稳压设备维持，发生火灾时再启动消防泵。

本工程站内设置泵箱一体化消防水箱一座，据消防用水量及消防水压的要求，站内选用消防水泵 2 台，1 台运行，1 台备用。水泵参数：Q=25L/s，H=0.55Mpa，配套电机功率：P=22kW。消防水泵可就地控制及值班室控制。

消防稳压泵：Q=1L/s，H=0.60MPa，配套电机功率：P=3kW。配套 Φ1000 气压罐。

消防蓄水池：站内选用一座 2200m³ 一体化消防蓄水箱 1 座，补水由站外给水管网补给。

消防水泵具备就地控制和远程监控功能。消防电源采用双电源，在末端电源柜自动互投。

稳压装置由稳压泵及气压罐组成。稳压泵从消防水池取水送入消防管网，与气压罐联合对消防给水系统进行稳压。稳压泵由气压罐附近的电接点压力表控制，高压停泵，低压启泵。当管网压力达到预定压力时，稳压泵停止，由气压罐供水，实现节能效果。

在配电楼室外设置消火栓及消防水带并配置直流、水雾两用水枪。当发生火灾时，打开消火栓灭火，然后启动消防水泵，消防水泵从消防水池抽水送至消防给水管网进

行灭火。

5.2.3.2 建筑灭火器及防毒面具配置

按照《建筑灭火器配置设计规范》GB50140-2005 和《电力设备典型消防规程》DL5027-2015 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。灭火器设置在位置明显和便于取用的地点，且不得影响安全疏散，灭火器的摆放应稳固，铭牌朝外。手提式灭火器设置在灭火器箱内，其顶部离地面高度不应大于 1.50m；底部离地面高度不宜小于 0.08m。灭火器箱不得上锁，每个设置点的灭火器数量不宜多于 5 具且不宜少于 2 具。

5.2.4 电气消防

所有控制线路等电缆、电线均采用阻燃型。

消防照明：综合楼、配电楼均设充电式应急灯，放电时间不小于 30min。

消防通信：主控室设对外的直拨电话（直拨 119 电话）。

5.2.5 采暖通风消防设计

火灾发生时，应停止相关部位的通风空调系统的运行。

严禁采用明火采暖。各房间采用安全、可靠、绝缘性能好的电暖器采暖。

5.2.6 变压器消防设计

根据《火力发电厂与变电站设计防火标准》GB50229-2019 第 11.5.4 条单台容量为 125MVA 及以上的油浸变压器应设置水喷雾灭火系统或其他固定式灭火系统。本工程主变单台容量为 240MVA，需设置固定消防，采用排油注氮灭火。另外在每台主变附近配置 2 辆 MFTZ/ABC50 型推车式磷酸铵盐干粉灭火器，并设置消防砂箱。

5.3 施工消防

5.3.1 工程施工场地消防设计

本工程生活区临时设施建筑包括管理人员办公室、管理人员宿舍、施工人员宿舍、食堂等，根据《建筑灭火器配置设计规范》GB50140-2005 的相关规定，在管理人员办公室、管理人员宿舍、食堂各配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器五具，在施工人员宿舍配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器二十具。

5.3.2 施工期电气设备消防

在每个施工期变压器附近各配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器两具，推车式磷酸铵盐干粉灭火器一辆以及砂箱两个。

第六章施工组织设计

6 施工组织设计

项目施工周期初步确定 6 个月。施工计划合理，进度控制措施完善，根据现场气象、地质等条件有合理的预案，保证施工进度。

6.1 施工条件

6.1.1 场址概况和对外交通运输

本项目站址处交通便利，可满足施工机械进站和站内设备运输的要求。

场址处地势较开阔，地形较平坦，地表无高大植被覆盖。施工方便，便于安装。

6.1.2 施工特点及场地条件

- 1) 施工地点比较集中。
- 2) 电站占地面积较大，施工工期紧，宜于多人分场地同时安装、施工。

6.2 施工总布置

6.2.1 施工总体布置原则

根据电站建设投资大、工期紧及质量要求高等诸多特点，遵循施工工艺要求和施工规范，保证合理工期，施工总布置需按以下基本原则进行：

- 1) 路通、电通、水通为先
- 2) 质量第一，安全至上的原则
- 3) 节能环保、创新增效的原则

在建设中，对于具体的工程项目的实施，要遵循充分节约能源、切实保护环境的原则。

6.2.2 施工用水、电、材料

升压站生活用水水源为附近村庄自来水（满足饮用水标准），由给水管网供至各用水点。若补水管道发生故障时，站区生活用水补水拟用水车到站外运水。

电站现场施工电源，可就近自附近的村庄以 10kV 电压等级引入，并在电站管理区设置降压变，该降压变按永临结合考虑，在施工结束可作为站用变使用。

施工所需碎石、石灰、砖、砂、水泥等地方建筑材料，在县城及其周围地区可以满足供应。

6.2.3 施工通信

本工程施工现场的对外通信，采用手机通信方式。

6.2.4 场地平整

站区场地现状自然地面较为平整，进场前需清除地表附着物（如简易建筑物、建筑垃圾、树木等），对地面进行简单平整即可。

6.3 施工交通运输

升压站设备及原材料等主要考虑公路、道路运输。站址有通向县城的公路，能满足工程汽车运输要求。

升压站进站道路与站址西北侧的县道 X681 连接后，可满足施工设备及材料的运输要求。

6.4 工程用地原则

- 1) 符合当地政府土地利用总体规划，节约用地。
- 2) 建设用地单位在申请核准前要取得用地预审批准文件。
- 3) 项目经核准后，项目建设单位应依法申请使用土地，依法办理农用地转用和土地征收手续。

6.5 施工总布置方案

6.5.1 土建施工方案

土建施工本着先地下、后地上的顺序。

基础施工完后即回填，原则上要求影响起重设备行走的部位先回填。起重机械行走时要采取切实可行的措施保护其下部的设备基础及预埋件。

6.5.2 支架基础施工和安装方案

1) 建筑基础开挖前，按照图纸设计要求进行测量、放线，准确定位后进行土方开挖。基础土方开挖选用反铲挖掘机，辅以人工修整基坑。当挖至距设计底标高以上 0.3 米处，用人工清槽，避免扰动原状土。成形后须验槽，基础持力层是否符合设计要求。根据情况进行加强处理。验槽合格后，方可进行下一道工序的施工。预留回填土堆放在施工场地处，多余弃土用于修筑检修道路及施工场地和填土。基坑根据土质考虑放坡，并确定是否需要边坡处理，基坑底边要留足排水槽。

2) 基坑清槽、绑筋、支模及预埋地脚螺栓模板及螺栓，须经监理验收合格后，进行基础混凝土浇注。在施工场地集中设置的临时混凝土搅拌站，进行混凝土搅拌。混凝土浇灌用混凝土泵车，插入式混凝土振捣棒振捣（配一台平板振捣器用于基础上平

面振捣)。每个基础的混凝土浇注采用连续施工，一次完成，确保整体质量。

3) 基础混凝土浇注完成，进行覆盖和运水车洒水养护，三天后可以拆模及回填。待混凝土达到设计强度后才允许设备吊装。

4) 用推土机分层覆盖灰土砂石料，并碾压密实。若填土潮湿需晾晒或回填级配砂石料。

6.5.3 冬季、雨季施工措施

在进度安排上应尽量减少或避免冬季、雨季施工，如工程所需，应做好防冻、防雨等措施。

冬季施工，焊接工作采取防风、防寒措施，主要焊接应在室内进行。各种钢材的焊接温度一定要控制在规范要求的范围内，同时做好焊前的预热和焊后的热处理。

雨季施工要做好防雷电、防风。设备要防雨遮盖，并做好接地工作，主要应重视人员安全，防止雷击和高空跌落。

6.6 施工总进度方案

施工周期初步确定 6 个月内。

表 6.1 施工进度表

施工内容	施工进度					
	第 1 月	第 2 月	第 3 月	第 4 月	第 5 月	第 6 月
施工准备	■					
综合楼、配电室施工		■	■	■	■	
设备安装			■	■	■	
电缆敷设				■	■	■
调试						■

以上施工进度仅为施工参考，详细进度应会同业主、施工方进一步协商确定，并可依据现场实际情况做适当调整。

第七章工程管理设计

7 工程管理设计

7.1 工程管理范围

工程管理范围为工程区。

工程区管理范围包括专用通信及交通设施等各类建筑物周围和土地征用线以内的地区。

生活区范围包括：办公楼、值班室、职工住宅及其它文化、福利设施。

工程保护范围：在工程管理范围边界线外延，主要建筑物不小于 20m。

7.2 工程管理机构

为了充分利用人才和管理资源，实现工程管理的专业化、标准化、规范化和现代化，提高本项目总体经营管理水平和经济效益，本项目工程管理中建设方对工程实施全面管理。

7.2.1 工程建设管理机构

建设期间，根据项目目标，以及针对项目的管理内容和管理深度，升压站工程将成立项目建设公司。项目建设公司计划设置四个部门：综合管理部、设备管理部、生产运行部、财务审计部，共 10 人，组织机构采用直线职能制，互相协调分工，明确职责，开展项目建设管理各项工作。

升压站项目建设公司人员及部门具体职责分配见表 7.1。

表 7.1 电站项目建设公司人员及部门具体职责分配表

岗位		职能
总经理（1 人）		代表项目公司全面履行管理职责，负责整个项目内、外的协调与管理；主管项目的经营、财务、公共关系。
综合管理部 （2 人）	部门职责	项目公司的人力资源管理、沟通（信息）管理、风险管理，项目公司的集成管理。公司标准化建设、公共关系、政工及企业文化建设。
	信息管理人资管理 （2 人）	文秘、接待工作，协助人力资源管理人员做好各项档案管理和信息管理。负责权限内的人事考察、任免、劳动力调配、工资管理、人事档案管理、劳动合同、劳动保险、劳动保护、社会保险、职工教育、培训等。
设备管理部 （2 人）	部门职责	制订设备采购计划，参与设备物资的招标，负责设备及物资的采购合同的执行配合工程管理部催交设备及物资。
	主任 （1 人）	全面负责部门的工作；按照工程需要负责编制设备物资采购计划；参与设备物资的招标工作；负责设备及物资的采购合同的执行；配合工程管理部催交设备及物资。
	电气设备主管 （1 人）	参与设备选型，设备招标，设备合同谈判；按合同要求提出阶段性付款计划；落实到货情况根据合同及现场情况提出监造及催交计划；组织大件设备的运输。

生产运行部 (3人)	部门职责	项目的设计、施工、调试。落实进度、费用和质量/安全计划，将实施信息反馈至相关部门。
	主任 (1人)	主持本部门全面工作，审核施工组织设计及施工方案对施工过程的进度、质量、安全负责；协调各施工单位、监理、设计、调试、设备厂家等关系，负责配合计划编制标书的技术协议。
	土建 (2人)	土建和总平面管理，控制专业间接口；协调各承包商的进度，控制关键路径；定期提交进度报告，反馈影响进度、质量、安全的因素并提出调整的意见。施工方案的审核；监督、检查本专业设备供货情况；定期提交进度报告，反馈影响进度、质量、安全的因素并提出调整的意见。
财务审计部 (2人)	部门职责	负责项目公司财务预算，资金、资产和融资管理，公司审计。
	主任兼会计 (1人)	主持本部门工作，审核财务预算和资金拨付计划。公司的审计。编制项目管理费用预算；根据凭证登记财务帐册；做好代收代付的帐务管理。
	出纳 (1人)	办理现金、银行的结算业务；凭证报销；发放工资奖金等费用。

7.2.2 工程运营管理机构

根据生产和经营需要，结合现代化升压站运行特点，遵循精干、统一、高效的原则，对运营机构的设置实施企业管理。结合本工程具体情况，按无人值班（少人值守）的原则进行设计，升压站建设期结束后，项目建设公司改组为升压电站运营公司，即建设期作为建设管理机构、运营期作为运营管理机构，履行相应的职责。

升压站运营公司编制 10 人，设总经理 1 人，全面负责公司的各项日常工作，设四个部门，综合管理部（1 人）、财务审计部（2 人）、生产运行部（3 人）、设备管理部（3 人）。综合管理部负责综合计划、总经理办公、文档管理；财务部负责财务收支、财务计划、工资福利管理；生产运行部负责运营公司生产运营以及安全管理；设备管理部负责设备技术监控、点检定修、定期维护。

升压站的大修、绿化养护、卫生保洁等工作均采用外委方式进行，以减少管理成本，提高经济效益。

7.3 主要管理设施

根据升压站无人值班（少人值守）的原则，电站内新建 1 座生活办公楼，用于运行人员生产、办公。

7.3.1 生产、生活电源及备用电源

本项目拟从附近变电站引 1 路 10kV 线路做为升压站生产、生活电源。备用电源引自升压站的 35kV 高压母线。

7.3.2 生产、生活供水设施

本期工程生活用水水源为附近村庄自来水（满足饮用水标准）。

7.3.3 厂区绿化及景观设计

为了改善电站环境，在厂区建筑物周围进行绿化，在电站外围根据后续分期工程设置防护林带，灌、乔、固沙草结合，通过层层防护，达到减弱风速、阻挡风沙的效果。

7.3.4 道路交通设施

电站设备及原材料等主要考虑公路、道路运输。进站道路与西北侧的县道 X681 相连，能满足工程汽车运输要求。

为节约工程投资，升压站进站道路充分利用现有道路，并进行适当拓宽改造，经拓宽改造后能满足施工要求。

进管理区道路宽度为 4m，管理区内道路宽度 $\geq 4\text{m}$ ，结构均为素混凝土结构路面；其余站内道路宽度一般为 6m，结构为泥结碎砾石路面。

7.4 电站运行维护

7.4.1 运行维护管理设计

(1) 建立健全运行规程、安全工作规程、消防规程、工作票制度、操作票制度、交接班制度、巡回检查制度、操作监护制度、设备缺陷管理制度等，严格遵守调度纪律，服从电网的统一调度，依据《并网调度协议》组织生产。

(2) 运行当值值长是生产运行的直接领导者，也是生产指挥决策的执行人，接受电网调度的业务领导和技术指导。应及时全面地掌握设备运行情况和系统运行信息，组织协调升压站安全、稳定、经济地运行。

(3) 建立健全文明值班责任制和管理考核制度，做到分工明确、责任到人、考核严明。值班期内生产人员应举止文明、遵章守纪、坚守岗位，不做与值班无关的事情。各类标志齐全、规范，各种值班记录、报表整齐、规范。

(4) 严格执行交接班制度。交接班人员要根据各自的职责，做好交接班准备。交接班前后三十分钟内原则上不安排大项目的操作，特别是电气操作。如遇正在进行重大操作或发生事故，不进行交接班，由当班者负责处理。接班者未按时接班时，交班者应坚守岗位，并向上一级领导汇报，待接班者接班后方可离开。

(5) 加强运行监视以优化运行方式。现场备有运行记录以记录每小时发出的实际功率、所有设备的运行状态、计划停机、强迫停机、部分降低出力和运行期间发生的所有事故和异常。

(6) 建立健全设备缺陷管理系统，及时发现设备缺陷，填写设备缺陷通知单，

通知检修人员，跟踪缺陷处理过程，认真对维修后的设备进行验收，实现设备缺陷的闭环管理。

(7) 建立并实施经济运行指标的管理与考核制度，进行运行分析并形成报告，找出值得推广的“良好实践”和“有待改进的地方”，提出改进意见。按规定将各项指标进行统计上报，并保证准确性、及时性和完整性。

7.4.2 电站检修管理设计

(1)坚持“质量第一”的思想，切实贯彻“应修必修，修必修好”的原则，使设备处于良好的工作状态。

(2)认真分析设备状况,科学制定维护检修计划，不得随意更改或取消，不得无故延期或漏检，切实做到按时实施。如遇特殊情况需变更计划，应提前报请上级主管部门批准。

(3)对于主要设备的大、小修，输变电设备及影响供电能力的附属设备的计划检修，应根据电网的出力平衡和光伏电站太阳能资源特征提出建议，该建议应递交地区电力调度通讯中心并经电力调度通讯中心同意后纳入计划停运。

(4)年度维护检修计划每年编制一次，主要包括单位工程名称、检修主要项目、特殊维护项目和列入计划的原因、主要技术措施、检修进度计划、工时和费用等。

(5)应提前做好特殊材料、大宗材料、加工周期长的备品配件的订货以及内外生产、技术合作等准备工作，年度维护检修计划中特殊维护检修项目所需的大宗材料、特殊材料、机电产品和备品备件，由使用部门编制计划，材料部门组织供应。

(6)在编制下一年度检修计划的同时，宜编制三年滚动规划。为保证检修任务的顺利完成，三年滚动规划中提出的特殊维护项目经批准并确定技术方案后，应及早联系备品备件和特殊材料的订货以及内外技术合作攻关等工作。

(7)建立和健全设备检修的费用管理制度。

(8)严格执行各项技术监督制度。

(9)严格执行分级验收制度，加强质量监督管理。检修人员应熟悉系统和设备的构造、性能；熟悉设备的装配工艺、工序和质量标准；熟悉安全施工规程。每次维护检修后应做好维护检修记录，并存档，设备检修技术记录，试验报告，技术系统变更等技术文件，作为技术档案保存在项目公司和技术管理部门。对维护检修中发现的设备缺陷，故障隐患应详细记录并上报有关部门。

7.4.3 车辆配置方案

由于运营期对车辆的需求主要是电站内的日常检修和维护，所以配置生产用车 2 辆。