

北京丰森现代农业产业园有机蔬菜
种植基地生态大棚分布式光伏项目工程 可行性研究阶段

可行性研究报告

中国电力工程顾问集团新能源有限公司西安分公司

2022年08月 西安

北京丰森现代农业产业园有机蔬菜
种植基地生态大棚分布式光伏项目工程 可行性研究阶段

可行性研究报告

中国电力工程顾问集团新能源有限公司西安分公司

2022 年 08 月 西安



工 程 设 计 资 质 证 书

证书编号: A111118980

有效期: 至2024年07月03日

中华人民共和国住房和城乡建设部制

企业名称: 中国电力工程顾问集团新能源有限公司

经济性质: 有限责任公司(法人独资)

资质等级: 电力行业(火力发电(含核电站常规岛设计)、送电工程、变电工程)专业甲级。
可从事资质证书许可范围内相应的建设工程总承包业务以及项目管理和相关的技术与管理服务。*****



No.AZ_0095686

批 准：

审 核：

校 核：隋翔宇 姜红霞 何瑚若
卢大为 张天玉 黄 橙

编 写：王 嘉 刘 涛 郝艳蕊 张 楠
贺 超 吕玉洁 何瑚若 张红霞

目 录

1 综合说明	1
1.1 概述	1
1.2 太阳能资源	2
1.3 工程建设条件	3
1.4 工程任务和规模	3
1.5 系统总体方案设计及发电量计算	4
1.6 电气设计	4
1.7 总平面布置	5
1.8 土建工程	5
1.9 供水及消防	6
1.10 施工组织设计	6
1.11 环境保护与水土保持	6
1.12 劳动安全与职业卫生	7
1.13 节能降耗	7
1.14 设计概算	7
1.15 财务评价	7
2 太阳能资源	11
2.1 区域太阳能资源概况	11
2.2 气象资料	12
2.3 场区太阳总辐射分析	12
2.4 太阳能资源评估	14
2.5 太阳能利用高影响气象因素评估	15

2.6	结论.....	16
3	工程建设条件.....	16
3.1	站址条件.....	16
3.2	工程地质.....	17
3.3	附着建(构)物.....	18
3.4	气象和水文.....	18
4	工程任务和规模.....	18
4.1	工程任务.....	18
4.2	工程规模.....	19
5	系统总体方案设计及发电量计算.....	20
5.1	光伏组件选型.....	20
5.2	光伏阵列运行方式选择.....	23
5.3	逆变器选择.....	23
5.4	光伏方阵设计.....	29
5.5	光伏子方阵设计.....	30
5.6	方阵接线方案设计.....	33
5.7	辅助技术方案.....	33
5.8	年上网电量计算.....	34
6	电气.....	36
6.1	概述.....	36
6.2	电气一次.....	37
6.3	电气二次.....	42
6.4	通信.....	45
6.5	集电线路.....	45

7	总平面布置	47
7.1	总平面布置	47
7.2	竖向设计	48
7.3	道路	49
7.4	光伏电站围栏设计	49
7.5	主要经济技术指标	49
8	土建工程	50
8.1	基本资料和设计依据	50
8.2	地震效应	50
8.3	光伏阵列支架与基础设计	51
8.4	箱逆变一体机基础设计	53
8.5	主要土建工程量	53
9	供水及消防	54
9.1	光伏清洗用水	54
9.2	消防设计依据	54
9.3	消防主要设计原则	54
9.4	消防措施	54
9.5	施工消防	55
10	施工组织设计	56
10.1	施工条件	56
10.2	施工总布置	57
10.3	工程征用地	57
10.4	主体工程施工	58

11 环境保护与水土保持	58
11.1 环境现状.....	58
11.2 环境标准.....	59
11.3 环境影响分析.....	59
11.4 环境效益分析.....	61
11.5 水土保持设计.....	62
11.6 评价结论与建议.....	65
12 劳动安全与工业卫生	65
12.1 编制依据、任务与目的.....	65
12.2 工程概述与光伏电站总体布置.....	66
12.3 劳动安全与工业卫生主要危险、有害因素分析	66
12.4 劳动安全与工业卫生主要对策措施.....	67
12.5 劳动安全与工业卫生机构设置、人员配备及管理制度	70
12.6 事故应急救援预案.....	72
12.7 专项工程设备表和投资概算.....	73
12.8 预期效果评价.....	74
12.9 存在的问题和建议.....	74
13 节能降耗.....	74
13.1 系统工程.....	74
13.2 电站选址及电池组件布置.....	75
13.3 电站道路规划.....	75
13.4 电气部分.....	75
13.5 土建部分.....	75
13.6 线路工程.....	76

13.7	小结.....	76
14	工程设计概算.....	76
14.1	编制说明.....	76
14.2	工程概算.....	78
15	财务评价.....	83
15.1	项目概况.....	83
15.2	财务评价.....	83
15.3	财务评价附表.....	88

1 综合说明

1.1 概述

认真贯彻落实党和国家、北京市和延庆区有关强农惠农富农精神 和政策，以国家、北京市现代农业产业园建设为根本遵循，充分发挥延庆区资源优势及生态优势，按照旧县镇现代农业产业园总体规划要求，立足生态种养业、温室大棚、林下经济等优势特色产业，围绕生 产、加工、销售一体化发展思路，创新农民增收利益联结机制，以规模化种养基地为依托、以清洁能源低碳经济为助力、聚集现代生产要素，打造高起点、高标准的北京市现代农业建设及乡村产业兴旺样板基地，为延庆区农业农村现代化建设和乡村振兴提供有力支撑。

北京丰森源现代农业产业园秉持绿色生态、可持续发展理念，积极践行乡村振兴战略，自 2016 年在旧县镇米粮屯村、白草洼村开展农业种养殖等经济活动。园区面积合计近万亩，其中流转土地 7610 亩，待流转土地约 2000 亩。截止目前，产业园已陆续投入资金约 6.5 亿元，形成蔬菜、水 果、园林、养殖、林下经济等五个板块。产业园通过不断努力，有效盘活了现有农业资源资产，培育了农业农村发展新动能，提升了农业发展水平，促进了当地农民的就 业增收，为下一步的发展奠定了较好基础。

在设施农业上铺设光伏组件，不但可以降低农业生产用能成本，而且是响应国家 30·60 碳达峰碳中和要求，是践行“绿水青山就是金山银山”的发展理念，是构建绿色、低碳、循环发展的长效机制。

为了建设好北京市“菜篮子”工程，保障首都市场蔬菜供应，吸纳生态养猪场有机肥、水，建设有机蔬菜等种植大棚，并按照“一地多用、立体开发、循环发展”的原则，本项目在棚顶铺设高效光伏电池组件，不但可降低产业园内农业生产用能成本，而且可为地区电网提供绿色电力。

北京恒润能源环保有限公司北京恒润能源环保有限公司，成立于 2020 年 1 月，是以风能及太阳能开发为主的，集开发、建设、运营一体化的新能源企业。公司拥有业内一流的新能源管理运营团队，在风能及太阳能项目的开发、建设、运营、维护、投融资及创新管理方面拥有丰富的经验。公司秉承“发展清洁能源、建设美丽中国”的战略思想，以集中式和分布式能源并重发展的战略定位，持续为社会提供清洁、安全、高效、可持续发展的绿色能源。

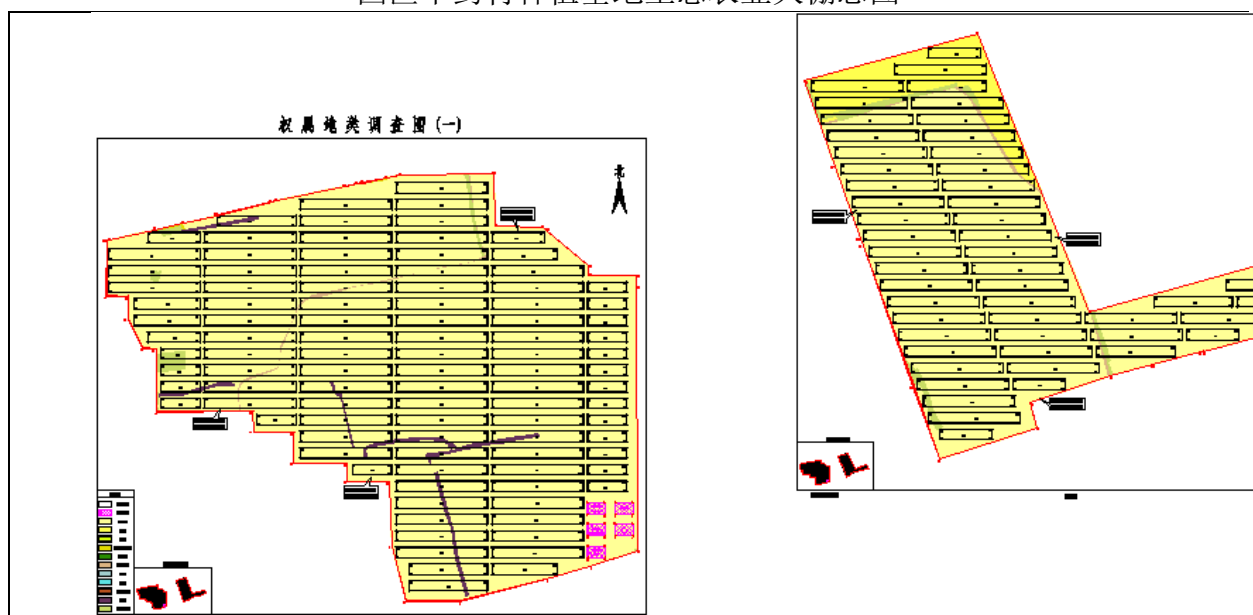
北京丰森源现代农业产业园有机蔬菜种植基地生态农业大棚分布布式光伏项目由北京恒润能源环保有限公司开发建设。项目坐落于北京市延庆区旧县镇米粮屯村。占地面积 311976.64 平方米，主要包括林草保护用地、生态混合用地、永久基本农田、永久基本农田储备用地、自然保留地。占地面积内共准备建设 153 座大棚，相关农业用地及

农业种植大棚规划均已取得农业部门备案许可。本项目利用大棚上部空间铺设光伏板，项目总装机容量为 20MWp；交流侧送出容量为 15.6MW。

本光伏电站共设 5 个光伏发电单元。发电单元经过汇流，并通过逆变器及升压变一体机升压至 35kV 以 35kV 集电线路送出。

综合考虑光伏电站附近地区电力系统供需现状、负荷增长预测及电网建设等因素，项目建成后，自发自用，余电上网，项目预留大棚自用电接口，25 年平均年上网电量为 2592.80 万度，25 年平均年利用小时数为 1296.40h。

园区中药材种植基地生态农业大棚总图



1.2 太阳能资源

延庆区隶属北京市，地理坐标位于东经 $115^{\circ} 44' \sim 116^{\circ} 34'$ ，北纬 $40^{\circ} 16' \sim 40^{\circ} 47'$ ，地处北京市西北部。

北京延庆地区开发利用太阳能有着非常有利的自然条件。通过对延庆地区太阳能资源的普查表明该地区太阳能资源属于较丰富区，年日照时数达到 2800 小时左右，年累计太阳能辐射量达到约 $5200\text{MJ}/\text{m}^2$ 。并且，北京各地太阳能资源稳定程度很好，属于稳定等级。延庆地区属于 I 及可利用区，发展太阳能资源的前景良好。

经计算项目建设区域多年总辐射量为 $1707.32\text{kWh}/\text{m}^2$ ，按照《太阳能资源评估方法》中的太阳能资源很丰富程度等级标准进行评估，项目建设区域的太阳能资源达到丰富等级，可进行太阳能资源的开发利用。

本项目建设区域的主要气象灾害有雷暴、大雾、冰雹、暴雨和大风天气。

综上所述，光伏电站项目场区太阳能资源丰富且稳定，太阳能资源稳定度为 0.33，太阳能资源稳定度一般，可进行太阳能资源的开发利用。

1.3 工程建设条件

本项目为分布式光伏发电项目，全部是利用产业园中药材种植大棚上部空间布置光伏组件。考虑到大棚种植需要一定的采光，光伏支架采用双坡不等跨布置形式，既利用光伏支架间距满足了农业大棚种植所需的一定采光要求，又保证了本项目光伏发电的一定容量。光伏支架与大棚支架各自为相对独立体系。

1.3.1 气象条件

项目位于北京市延庆区旧县镇丰森源现代农业产业园内。全区平均海拔在 550 米左右，年平均降水量 413 毫米，无霜期 149 天，年平均日照时数 3072 小时，平均气温 10.5℃，年均风速 3.3 米/秒，属温带半干旱大陆性季风气候，具有四季分明，光照充足，雨热同季，昼夜温差大等特点。

1.3.2 工程地质

拟建场地位于北京市延庆区旧县镇，属山前倾斜平原地貌；标高介于 541.45-550.61m 之间，地形最大高差为 9.46m，场地整体呈北高南低缓坡状；现状地表存在较多树木及灌木。

据《建筑抗震设计规范》(GB50011—2001)2016 年版的规定，本场地抗震设防类别为丙类。

场地类别为III类，属建筑抗震一般地段。

根据国家标准《建筑抗震设计规范》及《中国地震动参数区划图》的规定，本地区的抗震设防烈度为 8 度，设计地震分组为第二组，设计基本地震加速值为 0.20g，特征周期为 0.55s。

本次勘察范围内未见地下水，可不考虑地下水对本工程的影响。

本场地地基土以粉质粘土为主，局部混有角砾，建议以粉质粘土作为天然持力层使用。

1.4 工程任务和规模

本期项目总装机容量为 20MW_p，交流侧送出容量为 15.6MW。25 年总上网电量为 64820.11 万度，25 年平均年上网电量为 2592.80 万度，25 年平均年利用小时数为 1296.40h。

本项目为分布式光伏发电，光伏发电系统通过升压变升压至 35kV，拟通过 1 回 35kV 电缆线路送至系统规划的汇集站，由汇集站统一并网。

本项目最终接入系统方案，应以本项目的“接入系统方案设计”经国网公司相关部

门审查批准后的方案为准。

本次预留大棚自用电接口。

1.5 系统总体方案设计及发电量计算

1.5.1 光伏系统总体技术方案设计

本项目所建设的光伏发电系统所发电量为“自发自用，余电上网”消纳模式。

本项目光伏组件安装于农业蔬菜大棚屋面上，并按倾角 12° 固定农业大棚顶。采用平铺的形式安装。

本项目总装机容量为 20MWp，推荐采用分块发电、集中并网方案。电池组采用单面单晶硅电池 540Wp 组件。20MWp 太阳能电池阵列由 5 个子方阵组成，每个子方阵均由若干路太阳能电池组串并联而成。每个太阳能电池子方阵由太阳能电池组串、逆变设备、汇流设备及升压设备构成。

1.5.2 理论年发电量计算

本项目光伏系统的首年理论发电量约为 2800 万度，倾斜面平均年峰值日照小时数为 1707.32h。

经计算首年上网电量为 2744 万度，首年利用小时数为 1372h。25 年总上网电量为 64820.11 万度，25 年平均年上网电量为 2592.80 万度，25 年平均年利用小时数为 1296.40h。

1.6 电气设计

1.6.1 接入系统方案

本项目为分布式光伏发电，光伏发电系统通过升压变升压至 35kV，拟通过 1 回 35kV 电缆线路送至系统规划的汇集站，由汇集站统一并网。35kV 电缆线路暂按 10km 考虑。

本项目最终接入系统方案，应以本项目的“接入系统方案设计”经国网公司相关部门审查批准后的方案为准。

1.6.2 电气一次

本光伏电站采用独立子方阵的设计方案，共 5 个方阵，考虑到逆变器交流输出电压较低（600V），其额定电流和短路电流较大的特点，为减少低压侧电能损耗，缩短低压电缆的长度，降低工程造价，每个发电单元配置 1 台 3125kW 逆变器及升压变一体机，光伏电站共有 5 个并网发电单元。

交流侧送出容量为 15.6MW。

本工程装机容量大，逆变器数量多，且组件子阵布置间距相对较远。由于 10kV 电缆输电线路输送距离一般为较短，且低压输电损耗较大，所以本工程中压采用 35kV 电

压等级。

本光伏电站的场址各区域内集电线路采用电缆集电线路，采用直埋电缆敷设方式。发电单元经过汇流，通过逆变器及升压变一体机升压至 35kV 以 35kV 集电线路送出。

1.6.3 电气二次

光伏电站按“无人值班”的原则进行设计。本工程光伏发电计算机监控系统可与汇集站光伏发电计算机监控系统统一考虑，就地光伏发电设备及逆变升压一体机等监控信息，通过光缆送至汇集站光伏发电计算机监控系统站控层，有汇集站运行人员集中监控。

1.7 总平面布置

北京丰森源现代农业产业园中药材种植基地生态农业大棚分布布式光伏项目坐落于北京市延庆区旧县镇米粮屯村。占地面积 311976.64 平方米，主要包括林草保护用地、生态混合用地、永久基本农田、永久基本农田储备用地、自然保留地。占地面积内共准备建设 153 座大棚，相关农业用地及农业种植大棚规划均已取得农业部门备案许可。本项目利用大棚上部空间铺设光伏板。

本工程根据农业大棚的布置规划了光伏电站，总装机容量为 20MWp，共安装标准功率为 540W 的太阳电池组件 37037 块，全部采用大棚屋面平铺方式安装。光伏电站内布置 5 台逆变器，布置农业产业园道路一侧，方便检修。光伏发电系统通过升压变升压至 35kV，拟通过 1 回 35kV 电缆线路送至系统规划的汇集站，由汇集站统一并网。35kV 电缆线路暂按 10km 考虑。

1.8 土建工程

1.8.1 基本资料

拟建场地位于北京市延庆区旧县镇，属山前倾斜平原地貌；场地整体呈北高南低缓坡状。

据《建筑抗震设计规范》(GB50011—2001)2016 年版的规定，本场地抗震设防类别为丙类。

地基土的类型为中软土。据区域地质资料，场地类别为Ⅲ类，属建筑抗震一般地段。

根据国家标准《建筑抗震设计规范》及《中国地震动参数区划图》的规定，本地区的抗震设防烈度为 8 度，设计地震分组为第二组，设计基本地震加速值为 0.20g，特征周期为 0.55s。

1.8.2 光伏支架与基础

光伏组件采用固定支架排列方式布置：固定支架通过技术经济分析，结合农业种植大棚的布置，推荐采双坡不等跨方式，南坡横向布置 5 排光伏组件。

本工程预制管桩采用 PHC 管桩，B 型，直径为 300mm，壁厚 70mm。利用直径 300mm 的钢筋混凝土管桩做为基础及地上支撑柱

1.9 供水及消防

1.9.1 光伏清洁用水

本工程光伏清洗用水不设固定管网及设施。光伏清洗可用小型机动车辆从附近居民用水点取水，进行清洗工作，也可利用现场农业大棚的用水设施清洗。

1.9.2 消防设计原则

根据“预防为主，防消结合”的工作方针，并结合相关规范要求，进行消防系统的设计。设计中将考虑相应的防火措施和必要的灭火设施，以保证人身安全，确保安全运行。

1.10 施工组织设计

1.10.1 施工组织原则

合理布置施工场地，使施工的各个阶段都能做到交通便捷、运输畅通，以便人流、物流能顺利到达目的地，并尽可能减少反向运输和二次搬运。

综合考虑光伏电池组件平面布置、工程量，地质条件等因素，施工区域本着满足生产需要，方便施工、便于管理的原则进行划分，尽量减少施工干扰。紧凑布置、节约用地。

由于本工程混凝土用量较少，因此施工现场不设混凝土加工厂，直接使用商品混凝土。

布置满足有关规程对安全、防火、防爆、环保的要求。

1.10.2 施工总进度

本工程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，临时生产、生活设施的修建；主体工程施工期包括光伏设备土建与安装工程。施工总工期安排为 3 个月。

1.11 环境保护与水土保持

本项目环境保护、水土保持设计方案严格按照现行国家环境保护、水土保持标准、规范、规定执行。该项目光伏电站的建设不存在制约工程建设的重大环境问题，不会制约当地环境资源的永续利用和生态环境的良性循环。

本工程在设计、施工、运行过程中按照国家相关环境保护要求，分别采取了一系列的环境保护和水土保持措施，使工程产生的废水、固废、噪声等对环境的影响符合国家有关环境保护法规、环境保护标准的要求。本工程的生态环境保护、水土保持措施有效可行，可将工程施工带来的负面影响减轻到满足国家有关规定的要求。

从环境保护的角度，本工程的建设是可行的。

1.12 劳动安全与职业卫生

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中的安全与健康。

通过对施工期存在的高空作业、基础开挖、防雷防电等工作中可能存在的危害因素，对运行期可能存在的防火防爆、电气伤害、机械伤害、电磁辐射等可能存在的危害因素进行分析，提出相应对策，并成立相应的机构和应急预案。对光伏电站的施工和安全运行提供良好的生产条件，有助于减少生产人员错误操作而导致安全事故以及由于运行人员处理事故不及时而导致设备损坏和事故的进一步扩大，降低经济损失，保障安全生产。

1.13 节能降耗

本工程技术方案和设备、材料选择、建筑结构设计等方面，充分考虑了节能的要求，节约了土地资源，并能够适应光伏电站建设规模和地区电网的发展。本工程的设计中严格贯彻了节能、环保的指导思想。

1.14 设计概算

本项目场址于北京市境内，总装机容量 20MW_p。依据北京市 2022 年一月份价格水平计算，工程静态投资 11428 万元；建设期贷款利息 49.66 万元，单位千瓦静态投资 5714 元/kW，建设工期为 3 个月，利用小时数为 1400h。

1.15 财务评价

本项目按上网电价 0.3598 元/kWh 进行财务评价得出：项目投资财务内部收益率为 4.74%（税后，下同），资本金财务内部收益率为 7.91%，投资回收期为 14.41 年，总投资收益率为 3.05%，项目资本金净利润率为 5.28%。项目资本金财务内部收益率（7.91%）高于资本金基准收益率（5%），因此，该项目财务评价可行。

1.16 工程特性表

光伏发电工程站址概况			
项目	单位	数量	备注
安装容量	MW _p	20	
交流侧送出容量	MW	15.6	
占地面积	Km ²	311.976	
海拔高度	m	~550	

经度（东经）	(° ' ")	115° 44' ~ 116° 34'		
纬度（北纬）	(° ' ")	40° 16' ~ 40° 47'		
工程代表年太阳总辐射量	MJ/m ²	5200		
系统综合效率	%	82		
二 主要气象要素（气象站）				
项目	单位	数量	备注	
多年平均气温	℃	8		
多年极端最高气温	℃	43.5		
多年极端最低气温	℃	-27.4		
多年最大动土深度	m	1		
年平均降水量	mm	413		
平均相对湿度	%	57		
年平均风速	m/s	3.3		
多年极大风速	m/s			
三 主要设备				
编号	名称	单位	数量	备注
1 光伏组件				
1.1	峰值功率	Wp	540	
1.2	开路电压	V	49.6	
1.3	短路电流	A	13.86	
1.4	工作电压	V	41.64	
1.5	工作电流	A	12.97	
1.6	峰值功率温度系数	%/K	-0.35	
1.7	开路电压温度系数	%/K	-0.275	
1.8	短路电流温度系数	%/K	+0.045	
1.9	10年功率衰减	%	7	
1.10	25年功率衰减	%	15	

1.11	外形尺寸	mm	2279×1134 ×35	
1.12	重量	kg	28.6	
1.13	数量	片	72	
1.14	向日跟踪方式		固定	
1.15	固定倾角角度	(°)	12	
2 箱逆变一体机				
2.1	额定容量	kW	3125	根据区域划分选用合适容量一体机
2.2	隔离方式	无变压器		
2.3	最大输入电压	V	1500	
2.4	(MPPT) 范围	V	875~1300	
2.5	MPPT 数量	路	16(可 选 18/22/24路)	
2.6	每路 MPPT 最大输入组串数		2	
2.7	额定交流输出功率	KW	3125	
2.8	最大输出电流	A	3308	
2.9	总电流波形畸变率	%	≤3(满功率运行时)	
2.10	功率因数		≥0.99	
2.11	最大效率	%	99.02	
2.12	欧洲效率	%	98.55	
2.13	额定电网频率	Hz	50/60	
2.14	使用环境温度	℃	-35~+60	
2.15	自动投运条件	根据日出和日落的日照条件，自动开机和关机		
2.16	保护功能	交流过压、欠压保护；超频、欠频保护；交流、直流过流保护；直流过压保护；DC侧短		

		路保护，极性反接保护等		
2.17	通讯接口	RS485/PLC/光纤		
2.18	冷却方式	智能强制风冷		
2.19	防护等级	/	IP55	
2.20	尺寸(宽×高×深)	mm	2210×2280× 1190	
2.21	重量	T	2.7	
3 出线回路数和电压等级				
3.1	出线回路数	回	1	
3.2	电压等级	kV	35	
四土建施工				
4.1	场区支架	t	3653.6	
4.2	支架管桩(预应力管桩 300mmAB型)	m	29220	
4.3	施工总工期	月	3	
五概算指标				
5.1	静态投资	万元	11428	
5.2	动态投资	万元	11517	
5.3	单位千瓦静态投资	元/kW	5714	
5.4	单位千瓦动态投资	元/kW	5759	
5.5	设备及安装工程	万元	5898	
5.6	建筑工程	万元	4045	
5.7	其它费用	万元	435	
5.8	基本预备费	万元	169	
5.9	建设期贷款利息	万元	49.66	
5.10	送出费用	万元	49.66	
六经济指标				
6.1	装机容量	MWp	20	
6.2	25年平均上网电量	万kW·h	2592.8	

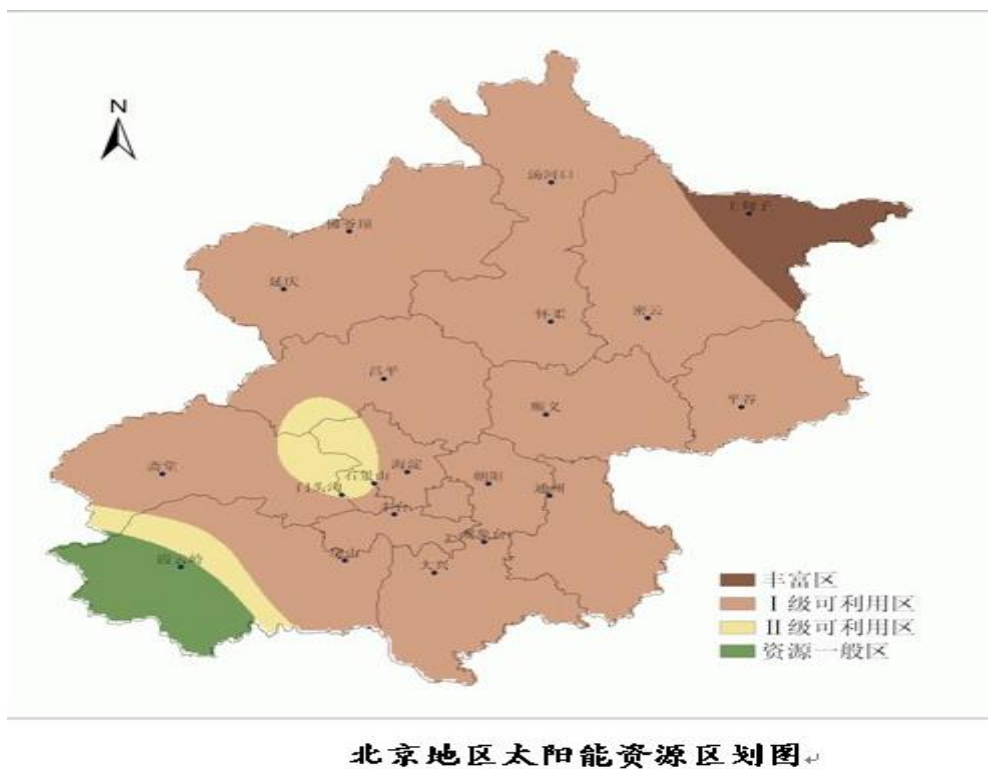
6.3	25年平均有效利用小时数	h	1296.4	
6.4	上网电价	元/kW·h	0.3598	含税
6.5	项目投资财务内部收益率	%	5.54	税前
6.6	项目投资财务内部收益率	%	4.74	税后
6.7	资本金财务内部收益率	%	7.91	税后
6.8	投资回收期	年	14.41	税后
6.9	借款偿还期	年	18+2	
6.10	资产负债率（最大值）	%	80	

2 太阳能资源

2.1 区域太阳能资源概况

延庆区隶属北京市，地理坐标位于东经 115° 44' ~ 116° 34'，北纬 40° 16' ~ 40° 47'，地处北京市西北部。东邻北京怀柔区，南接北京昌平区，西与河北省怀来县接壤，北与河北省赤城县相邻。平均海拔 500 米以上，境内海陀山主峰海拔 2241 米，是北京市第二高峰。延庆地域总面积 1993.75 平方公里，其中，山区面积占 72.8%，平原面积占 26.2%，水域面积占 1%。区内有 IV 级以上河流 18 条，其中 III 级河流 2 条（白河、妫水河），IV 级河流 16 条，年可利用水资源总量 1.9 亿立方米。

北京延庆地区开发利用太阳能有着非常有利的自然条件。通过对延庆地区太阳能资源的普查表明该地区太阳能资源属于较丰富区，年日照时数达到 2800 小时左右，年累计太阳能辐射量达到约 5200MJ/m²。并且，北京各地太阳能资源稳定程度很好，属于稳定等级。延庆地区属于 I 及可利用区，发展太阳能资源的前景良好。



2.2 气象资料

延庆区属大陆性季风气候，属温带与中温带、半干旱与专半湿润带的过渡连带。春季随着太阳高度角的逐渐增大，白昼时间加长，地面所得热量超过支出，因而气温回升迅速，月平均温可升高 9—6℃，3 月平均温 4.5℃，4 月为 13.1℃，是昼夜温差最大的季节。夏季酷暑炎热，降水集中，形成雨热同季，极端最高温多出现在 6 月份，1961 年 6 月 10 日极端最高温为 43.5℃，进入盛夏 7 月，是全年最热月份，平均温接近 26℃，高温持久稳定，昼夜温差小。秋季天高气爽，冷暖适宜，光照充足。冬季寒冷漫长，隆冬 1 月份平原低于 -8℃，极端最低气温平原为 -27.4℃。延庆地区年平均气温 8℃。

2.3 场区太阳总辐射分析

本阶段场址区海拔约 550 米，纬度 40.55°，经度 116.043°。

本阶段场址区域太阳能资源分析采用 NASA、Meteonorm 两种卫星辐射数据作为该项目太阳能资源分析的依据。

站址处 NASA、Meteonorm 总辐射量对比分析结果见表 2.3-1。

表 2.3-1 不同太阳辐射数据源对比分析表（单位：kWh/m²）

数据源	NASA	Meteonorm
总辐射量	1608.2	1400.7

根据表 2.3-1 可以看出，本阶段暂以 Meteonorm 数据为依据进行分析。

根据 Meteonorm 太阳辐射资料 1996~2015 年多年平均太阳总辐射数据，并对其进行修正，得到场址区域太阳总辐射量结果见图 2.3-1 和表 2.3-2。

表 2.3-2 场址区域太阳能辐射量逐月统计表

月份	总辐射量 (kWh/m ²)	散射辐射量 (kWh/m ²)	月平均气温 (°C)
1	68.2	26.5	-7.2
2	85.2	38.0	-3.4
3	126.9	57.2	4.6
4	150.7	76.9	12.3
5	176.2	91.6	19.5
6	156.5	97.8	23.2
7	149.7	99.3	25.8
8	143.8	89.5	24.0
9	120.0	65.1	18.1
10	97.7	50.8	10.6
11	67.4	29.4	1.5
12	58.4	25.3	-5.4
年平均	1400.7	747.3	10.3

延庆地区太阳月总辐射年变化为单峰型。月总辐射从 1 月开始急剧增加，5 月达峰值，6 月略有下降后，8 月后迅速下降，冬季 12 月达最小值。5 月份最大为 634.3 兆焦每平方米、12 月份最小为 210.2 兆焦每平方米。月总辐射量主要集中在 4~8 月，占年总辐射的 55%。

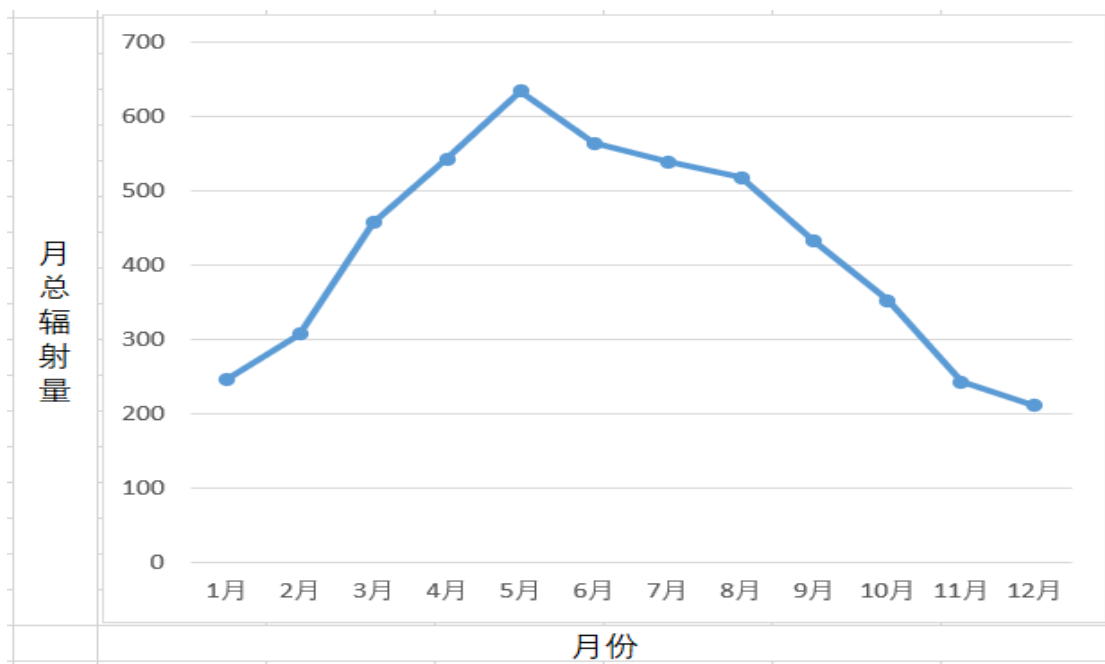


图 2.3-1 场址区域太阳总辐射量年内变化分布图

2.4 太阳能资源评估

2.4.1 太阳能资源丰富度及稳定度评估

根据国标《太阳能资源评估》GB/T 37526-2019，年水平面总辐照量(GHR)等级表，对照延庆地区年平均总辐射量分别为 5042.4 兆焦每平方米，平均值而言太阳能资源属于很丰富等级。

延庆地区太阳能资源稳定度值为 0.33，属于一般（C）等级。

表 2.4-1 太阳能资源水平面总辐照量等级表

太阳总辐射年总量[MJ/(m ² ·a)]	资源丰富程度
>6300	资源极丰富
5040~6300	资源很丰富
3780~5040	资源丰富
<3780	资源一般

表 2.4-2

太阳能资源稳定程度等级

等级名称	分级阈值	等级符号
很稳定	$RW \geq 0.47$	A
稳定	$0.36 \leq RW < 0.47$	B
一般	$0.28 \leq RW < 0.36$	C
欠稳定	$RW < 0.28$	D
注：RW 表示稳定度，计算 RW 时，首先计算总辐射各月平均日辐照量的多年平均值（一般取 30 年平均），然后求最小值与最大值之比		

2.5 太阳能利用高影响气象因素评估

2.5.1 高影响气象因素

2.5.1.1 雷暴天气

雷暴是一种局地性的但却很猛烈的灾害天气，常伴有大风、暴雨、冰雹和龙卷。由于太阳能电池板、架构和电线线路等多建在空旷地带，处于雷雨云形成的大气电场中，相对于周围环境，往往成为十分突出目标，容易被雷电击中，雷电释放的巨大能量会造成电池板、控制元件等烧毁，致使设备和线路遭受严重破坏，即使没有被雷电直击击中，也可能因静电和电磁感应引起高幅值的雷电压行波，并在终端产生一定的入地雷电流，造成不同程度的危害。虽然通过安装雷电保护系统、在电器电路上安装避雷器等科学合理的防雷措施可以减少雷击事件，但仍不能保证太阳能光伏发电系统的绝对安全。因此，雷暴活动是太阳能电站设计中需要重点考虑的灾害性天气之一。

地区年平均雷暴日数约为 35.6d。

2.5.1.2 冰雹天气

冰雹是影响光伏电站安全运行的重要天气现象，冰雹灾害可能使光伏组件损坏，从而给企业带来经济损失。

2.5.1.3 暴雨天气

暴雨常伴随强对流天气同时发生，比如冰雹、大风等强对流天气；暴雨天气不仅影响光伏电站的发电，还可能诱发山洪泥石流等地质灾害，危害光伏电站安全；其次暴雨还可能因光伏组件防水无效导致其损坏，从而给企业带来直接或间接经济损失。

2.5.1.4 极端温度

高温天气对光伏电站的影响主要表现在太阳能电池和蓄电池的电性能随温度的变化而变化，从而影响整个光伏系统的发电性能。

延庆地区极端最高气温为 43.5℃，极端最低气温为-27.4℃，平均气温 8℃。

2.5.2 主要极端气候应对方案

2.5.2.1 雷暴天气应对方案

针对雷电对光伏电场区造成的巨大影响，一般采用等电位链接、隔离法和加装保护器等三种方法避免雷电可能会造成的危害。在现阶段防雷措施中，最为有效也是最为广泛的方法就是把电气设备金属部件与大地相连。接地系统由四部分组成，即接地设备、接地体、引入线和大地。良好接地是防雷措施成功的重要基础。

2.5.2.2 冰雹天气应对方案

晶硅类组件的表面是一层钢化玻璃，这种钢化玻璃的强度高于一玻璃，在遇到冰雹、暴雪等极端天气时，钢化玻璃就是组件的唯一保护层。正规厂家的组件都经过了专业测试和认证，例如 IEC61215 认证，该认证包括多项测试，以确保组件承受 35mm 冰雹以 27.2 m/s 或超过 98 kph 的速度冲击的影响，若组件通过了 IEC61215 所要求的相关测试，就表明，组件抵御冰雹、大风等极端天气的能力是合格的。

2.5.2.3 暴雨天气应对方案

本光伏电站位于山顶且夏季暴雨天气较多，在光伏电站建设过程中应加强防洪排水的设计及施工，确保光伏电站的安全运行。

2.6 结论

经计算项目建设区域组件倾角 12° 时多年总辐射量为 1707.32kWh/m^2 ，按照《太阳能资源评估方法》中的太阳能资源很丰富程度等级标准进行评估，项目建设区域的太阳能资源达到丰富等级，可进行太阳能资源的开发利用。

本项目建设区域的主要气象灾害有雷暴、大雾、冰雹、暴雨和大风天气。

综上所述，光伏电站项目场区太阳能资源丰富且稳定，太阳能资源稳定度为 0.33，太阳能资源稳定度一般，可进行太阳能资源的开发利用。

3 工程建设条件

3.1 站址条件

项目位于北京市延庆区旧县镇丰森源现代农业产业园内中药材种植基地。利用园区内蔬菜种植大棚上部空间，进行光伏发电。延庆区位于北京市西北部，距市区 74 公里，总面积 1993.75 平方公里，常住人口 31.6 万，是首都生态涵养发展区，气候冬冷夏凉，素有北京夏都之美誉。

延庆区是北京市北部重要的交通枢纽，城乡道路四通八达。2020 年末全区公路里程达到 1969.6 公里，京藏高速公路（八达岭）、京新高速公路、110 国道、S216、S323 等从县内通过。兴延高速公路即将展开建设，届时，30 分钟便可抵达北京市区。京包铁路、北京市郊铁路 S2 线、客货运输方便。京张城际铁路也在紧张建设中，届时与北京

市区通勤只需 20 分钟。

3.2 工程地质

3.2.1 地形地貌

拟建场地位于北京市延庆区旧县镇，属山前倾斜平原地貌； 标高介于 541.45-550.61m 之间，地形最大高差为 9.46m，场地整体呈北高南低缓坡状；现状地表 存在较多树木及灌木。

3.2.2 地震效应

据《建筑抗震设计规范》(GB50011—2001)2016 年版的规定，本场地抗震设防类别为丙类。

根据本次勘察波速测试值估算,场地内各钻孔等效剪切波速介于 150-250m/s 之间，故地基土的类型为中软土。据区域地质资料，场地覆盖层厚度大于 50.0 米，综上所述，场地类别为III类，属建筑抗震一般地段。

根据国家标准《建筑抗震设计规范》及《中国地震动参数区划图》的规定，本地区 的抗震设防烈度为 8 度，设计地震分组为第二组，设计基本地震加速值为 0.20g，特征周 期为 0.55s。

3.2.3 地下水

本次勘察范围内未见地下水，可不考虑地下水对本工程的影响。

3.2.4 地下埋藏物

本次勘察未发现有防空洞、墓穴、孤石等地下不利埋藏物，经与甲方向人防部门共 同调查后确定本场地无防空洞分布。

3.2.5 岩土条件

经过勘探揭露，根据岩性类型和物理力学性质的差异，拟建场地 15m 范围内地基土 自上而下划分为 3 个工程地质层。现分述如下：

地层 编号	岩土 名称	岩 性 描 述 及 评 价
①	耕土 (Q_4^{al})	褐色，稍湿，稍密，以粉土为主，混有较多植物根茎。
②	粉质粘土 (Q_4^l)	褐黄色，可塑-硬塑，干强度中等，摇震反应慢，稍有光泽，韧性中等，普遍含砾，最大可达 20%，局部渐变为粉土层，局部夹角砾薄层。
② ₁	角砾 (Q_4^{di+pl})	杂色，稍湿，稍-中密，以粉质粘土混少量细砂充填，2-20mm 约占 40%，20-200mm 约占 20%，原岩成分以片麻岩为主，颗粒级配较好。
③	粘土 (Q_3)	红褐色-褐色，硬塑-坚硬，干强度高，无摇震反应，切面有光泽，韧性高，含钙质结核。

3.2.5 地基承载力

依据各层土的原位测试、物理力学性质指标，并结合理论计算公式及当地经验，综合确定各土层承载力特征值和变形参数。

土 层	抗剪强度		压缩模量 (MPa)	重度 γ	承载力特征值 f_{ak} (kpa)				
					经验公式	原位测试		土工实验	综合确定
	C (kpa)	Φ ($^{\circ}$)				标准贯入	重力触探		
粉质粘土②	23.6	13.2	$E_{s1-2}=6.2$ $E_{s2-4}=7.5$	17.3	139	178		154	130
角砾② ₁	0	38	25	18.0			230		200
粘土③	30.3	14.5	$E_{s1-2}=8.9$ $E_{s2-4}=10.4$	18.0	182	213		165	160

3.2.6 天然地基基础方案分析

本场地地基土以粉质粘土为主，局部混有角砾，建议以粉质粘土作为天然持力层使用。

3.3 附着建(构)物

本项目建设区域均为蔬菜大棚，考虑到大棚种植需要一定的采光，光伏支架采用双坡不等跨布置形式，既保证了本项目光伏发电的规划容量，又利用光伏支架间距满足了农业大棚种植所需的一定采光要求。光伏支架与大棚支架各自为相对独立体系。

3.4 气象和水文

拟建小区位于北京市延庆区旧县镇丰森源现代农业产业园内。全区平均海拔在 550 米左右，年平均降水量 413 毫米，无霜期 149 天，年平均日照时数 3072 小时，平均气温 10.5℃， 年均风速 3.3 米/秒，属温带半干旱大陆性季风气候，具有四季分明，光照充足，雨热同 季，昼夜温差大等特点。

依据《建筑结构荷载规范》附表 E. 5，拟建场地重现期为 50 年的风压和雪压分别为 0.45KN/m² 和 0.40KN/m²。

依据《建筑地基基础设计规范》GB 50007-2011 中附录 F“中国季节性冻土标准冻深 线图”该拟建场地标准冻深为 1.00 米。

4 工程任务和规模

4.1 工程任务

延庆地处北京市西北部，为北京市郊区之一。东邻北京怀柔区，南接北京昌平区，西与河北省怀来县接壤，北与河北省赤城县相邻，距北京德胜门 74 公里。延庆地域总面积 1994.88 平方公里，平均海拔 500 米以上，山区面积占 72.8%。平原面积占 26.2%，水域面积占 1%。

延庆地处长城以北，山地多，海拔高，太阳辐射强，昼夜温差大，冬冷夏凉，年平均气温 8℃，素有北京“夏都”之称。年日照 2800 小时以上，是北京市太阳能资源最丰富的地区。延庆官厅风口 70 米高平均风速 7 米/秒以上，风力资源占全市的 70%。

2020 年，延庆区地区生产总值 1944775 万元，按不变价计算，比 2019 年下降 1.3%。其中，第一产业增加值 61835 万元，下降 22.5%；第二产业增加值 441749 万元，下降 12.6%；第三产业增加值 1441191 万元，增长 4.0%。三次产业结构为 3.2: 22.7:74.1。

“十四五”时期，将会是我国能源发展由规模速度型粗放增长向质量效率型集约增长转变的重要时期。以碳减排为目标的能源结构调整已被提升至国家战略高度，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，争取在 2060 年前实现碳中和。同时到 2030 年，中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比 2005 年下降 65%以上，非化石能源占一次能源消费比重将达到 25%左右，风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上。推动清洁能源发展迎来重大历史机遇。

为了建设好北京市“菜篮子”工程，保障首都市场蔬菜供应，吸纳生态养猪场有机肥、水，建设有机蔬菜等种植大棚，并按照“一地多用、立体开发、循环发展”的原则，本期项目总装机容量为 20.14MWp，采用分块发电、集中并网方案。电池组采用单面单晶硅电池 540Wp 组件，并按倾角 12° 固定农业大棚顶。本项目利用棚顶部空间，铺设高效光伏电池组件，降低产业园内农业生产用能成本。对促进地方经济发展有着积极作用。

4.2 工程规模

本期项目总装机容量为 20MWp，交流侧送出容量为 15.6MW。25 年总上网电量为 64820.11 万度，25 年平均年上网电量为 2592.80 万度，25 年平均年利用小时数为 1296.40h。

本项目为分布式光伏发电，光伏发电系统通过升压变升压至 35kV，拟通过 1 回 35kV 电缆线路送至系统规划的汇集站，由汇集站统一并网。

本项目最终接入系统方案，应以本项目的“接入系统方案设计”经国网公司相关部门审查批准后的方案为准。

本次预留大棚自用电接口。

5 系统总体方案设计及发电量计算

5.1 光伏组件选型

太阳能电池组件的选择应综合考虑目前已商业化的各种太阳能电池组件的产业形势、技术成熟度、运行可靠性、未来技术发展趋势等，并结合电站周围的自然环境、施工条件、交通运输的状况，经技术经济综合比较选用适合集中式大型光伏并网电站使用的太阳能电池组件类型。

5.1.1 光伏组件类型

太阳能光伏系统中最重要的组件是电池，电池是收集太阳光的基本单位，大量的电池合成在一起构成光伏组件。太阳能光伏电池主要有：晶体硅电池（包括单晶硅 Mono-Si、多晶硅 Multi-Si、带状硅 Ribbon/Sheet-Si）、非晶硅电池（a-Si）、非硅电池（包括硒化铜铟 CIS、碲化镉）。

各类光伏电池的性能比较如下表所示。

表 5.1-1 单晶硅、多晶硅和非晶硅薄膜太阳能电池的比较

电池种类	晶体类		薄膜类		
	单晶硅	多晶硅	非晶硅	碲化镉	铜铟硒
商用效率	16.51%~ 18.57%	15.7%~ 17.1%	5%~7%	5%~8%	5%~8%
实验室效率	24%	20.3%	12.8%	16.4%	19.5%
使用寿命	25 年	25 年	25 年	25 年	20 年
组件层厚度	厚层	厚层	薄层	薄层	薄层
规模生产	已形成	已形成	已形成	已形成	已证明可行
环境问题	中性	中性	中性	有（使用镉）	除镉外为中性
能量偿还时	2~3 年	2~3 年	1~2 年	1~2 年	1~2 年
主要原材料	中	中	丰富	镉和碲化物都是稀有金属	铟是昂贵稀有金属
生产成本	较高	较高	较低	相对较低	相对较低
主要优点	效率高 技术成熟	效率高 技术成熟	弱光效应好 成本较低	弱光效应好 成本相对较低	弱光效应好 成本相对较低

根据表 5.1-1 可知，单晶硅、多晶硅太阳能电池由于制造技术成熟、产品性能稳定、使用寿命长、光电转换效率相对较高的特点，被广泛应用于大型并网光伏电站项目。非晶硅薄膜太阳能电池由于其稳定性较差、光电转换效率相对较低、使用寿命相对较短的原因，在 MW 级太阳能光伏电站的应用受到一定的限制。况且非晶硅薄膜太阳能电池在国内产量很小，目前没有大规模生产。碲化镉、铜铟硒电池则由于原材料剧毒或原材料稀缺，其规模化生产受到限制。

单晶硅与多晶硅市场份额情况对比如下图所示。

PV Production by Technology
Percentage of Global Annual Production

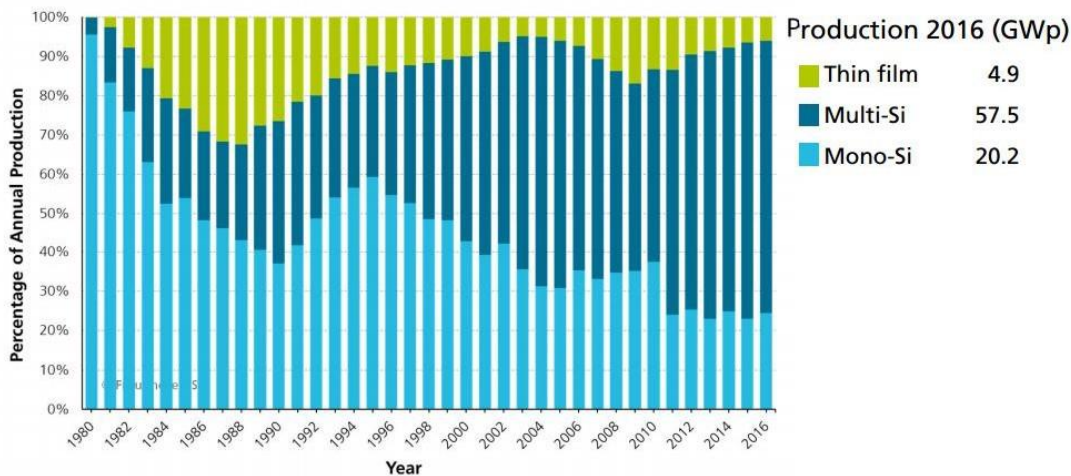


图 5.1-1 单晶硅和多晶硅市场份额现状

根据图 5.1-1 可知，尽管目前单晶硅所占市场份额低于多晶硅，但凭借更高的光电转换效率，更低的组件衰减速度，更低的运维成本，更高的稳定性，单晶硅的市场份额会逐年递增最终超过多晶硅。

国内主流光伏组件企业包括隆基、晶科能源控股、英利绿色能源、协鑫集成科技、东方日升、常州亿晶光电、海润光伏、常州天合光能等。

光伏电站太阳能电池种类应选用技术成熟、转换效率较高、已规模化生产的且在国内有工程应用实例的组件作为光电转换的核心器件。因此，本工程选用晶硅类太阳能电池。晶硅类太阳能电池有 60 片和 72 片两种封装规格，技术经济比较看二者差距不大，从节约土地资源的角度出发，本项目拟推荐采用 72 片封装的晶硅光伏组件。

针对本项目实际情况，可采用单面组件。

5.1.2 晶硅太阳能电池选型

电池组件的功率规格较多，且产品应用也较为广泛。考虑到本项目系统装机容量为 20.14MWp，组件用量多，占用面积大，所以设计优先选用单位面积功率大的电池组件，以减少占地面积，同时也能减少直流电缆的使用和故障点的数量。

选取目前市场上主流及地方推广的太阳能电池组件进行比较，对采用不同规格电池组件的进行了技术比较，见表 5.1-2。

表 5.1-2 光伏组件技术经济比较表

技术参数	单位	数据
------	----	----

组件型号		ZJ-1	ZJ-2	ZJ-3	ZJ-4	
峰值功率	W _p	340	410	445	540	
开路电压 (V _{oc})	V	41.7	50.4	49.3	49.6	
短路电流 (I _{sc})	A	10.55	10.60	11.32	13.86	
峰值电压 (V _{mppt})	V	34.2	42.3	41.4	41.64	
峰值电流 (I _{mppt})	A	9.96	9.69	10.75	12.97	
峰值功率温度系数	%/K	-0.36	-0.36	-0.35	-0.35	
开路电压温度系数	%/K	-0.28	-0.28	-0.25	-0.275	
短路电流温度系数	%/K	+0.048	+0.048	+0.04	+0.045	
功率误差范围	-	0~+3%	0~+3%	0~+5W	0~+5W	
电池组件效率	%	20.15	20.38	20.2	20.9	
尺寸	mm	1684×1002×35	2008× 1002×40	2136×1046 ×30	2279× 1134×35	
重量	kg	19.0	22.5	28.6	28.6	
10年功率衰减	%	10	10	10	10	
25年功率衰减	%	20	20	20	20	
片数	-	60	72	72	72	

根据以上各组件厂家技术参数可以看出，各组件厂家的组件效率在 20.15%~21.1% 之间，功率误差范围在 0~5W 之间，组件的效率、功率误差、电流及电压数据差异较大，而组件的功率衰减基本保持一致。组件的输出性能除了受到组件衰减影响外，主要还受到组件的光电转换效率、功率误差等技术参数影响。

目前市场上大功率组件单瓦价格与小功率组件基本持平，而一般来说大功率组件可以减少电缆用量、逆变器的数量，从而降低项目的投资成本故选用 500W_p 以上的组件，更节省占地面积，暂选用效率较高的 ZJ-4 型 540W_p 组件进行组件布置及系统设计。

5.2 光伏阵列运行方式选择

在光伏发电系统的设计中，光伏组件阵列的运行方式对发电系统接收到的太阳总辐射量有很大的影响，从而影响到光伏发电系统的发电能力。光伏组件的运行方式有固定式、倾角季度调节式和自动跟踪式三种型式。其中自动跟踪式包括单轴跟踪式和双轴跟踪式。单轴跟踪式（包括水平单轴跟踪、斜单轴跟踪）只有一个旋转自由度，即每日从东往西跟踪太阳的轨迹；双轴跟踪式（全跟踪）具有两个旋转自由度，可以通过适时改变方位角和倾角来跟踪太阳轨迹。

本工程为光伏+农业分布式光伏，光伏组件按照固定角度装在农业大棚顶。

5.3 逆变器选择

5.3.1 逆变器的技术指标

结合《光伏电站接入电网技术规范》（Q/CSG1211002-2014）及《光伏发电站设计规范》（GB50797-2012）的要求，在本工程中逆变器的选型主要考虑以下技术指标：

（1）转换效率

逆变器转换效率越高，光伏发电系统的转换效率越高，系统总发电量损失越小，系统经济性也越高。因此在单台额定容量相同时，应选择效率高的逆变器。本工程要求大容量逆变器在额定负载时效率不低于 95%，在逆变器额定负载 10%的情况下，也要保证 90%（大功率逆变器）以上的转换效率。逆变器转换效率包括最大效率和欧洲效率，欧洲效率是对不同功率点效率的加权，这一效率更能反映逆变器的综合效率特性。而光伏发电系统的输出功率是随日照强度不断变化的，因此选型过程中应选择欧洲效率高的逆变器。

（2）直流输入电压范围

太阳能电池组件的端电压随日照强度和环境温度变化，逆变器的直流输入电压范围宽，可以将日出前和日落后太阳辐射强度较小的时间段的发电量加以利用，从而延长发电时间，增加发电量。如在落日余晖下，辐照度小电池组件温度较高时电池组件工作电压较低，如果直流输入电压范围下限低，便可以增加这段时间的发电量。

（3）最大功率点跟踪

太阳能电池组件的输出功率随时变化，因此逆变器输入终端电阻应能自适应于光伏发电系统实际运行特性，随时准确跟踪最大功率点，保证光伏发电系统高效运行。

（4）输出电流谐波与功率因数

光伏电站接入电网后，并网点的谐波电压及总谐波电流分量应满足《电能质量- 公用电网谐波》（GB/T24337-2009）的规定，光伏电站谐波主要来源是逆变器，因此逆变器必须采用滤波措施使输出电流能满足并网要求，谐波含量应低于 3%，逆变器功率因数接近于 1。

（5）低电压穿越能力

《光伏电站接入电网技术规范》（Q/CSG1211002-2014）和《光伏发电站设计规范》（GB50797-2012）中要求大型和中型光伏电站应具备一定的耐受电压异常的能力，避免电网电压异常时脱离，引起电网电源的损失。这就要求所选并网逆变器具有低电压穿越能力：

- 1) 光伏电站并网点电压跌至 0 时，光伏电站应不脱网连续运行 0.15s；
- 2) 光伏电站并网点电压跌至曲线 1 以下时，光伏电站可以从电网切出。

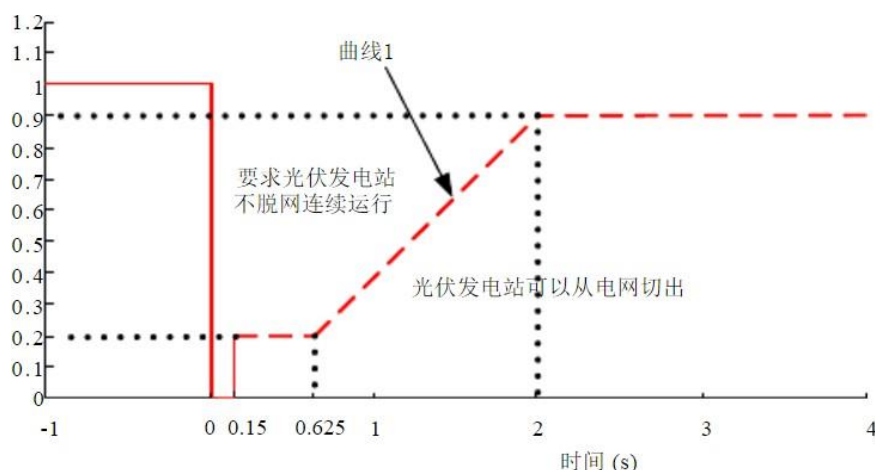


图5. 3-1 光伏电站的低电压穿越能力要求

(6) 系统频率异常响应

《光伏电站接入电网技术规范》(Q/CSG1211002-2014)和《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)要求大中型光伏电站具备一定耐受系统频率异常的能力,逆变器频率异常时的响应特性至少能保证光伏电站在表 5. 3-1 所示电网频率偏离下运行。

表 5. 3-1 光伏电站在不同电力系统频率范围内的运行规定

频率范围	运行时间要求
$<48\text{Hz}$	根据光伏电站逆变器允许运行的最低频率而定
$48\text{Hz}\sim 49.5\text{Hz}$	每次低于 49.5Hz 时,光伏电站应能至少运行 10min
$49.5\text{Hz}\sim 50.2\text{Hz}$	连续运行
$50.2\text{Hz}\sim 50.5\text{Hz}$	每次频率高于 50.2Hz 时,光伏电站应能至少运行 2min ,并执行电网调度机构下达的降低出力或高周切机策略;不允许处于停运状态的光伏电站并网
$>50.5\text{Hz}$	立刻终止向电网线路送电,且不允许处于停运状态的光伏电站并网

(7) 可靠性及可恢复性

逆变器应具有一定的抗干扰能力、环境适应能力,瞬时过载能力,如:过电压情况下,光伏发电系统应正常运行;过负荷情况下,逆变器需自动向光伏电池特性曲线中的开路电压方向调整运行点,限定输入功率在给定范围内;故障情况下,逆变器必须自动从电网解列。系统发生扰动后,在电网电压和频率恢复正常范围之前逆变器不允许并网,切在系统电压频率恢复正常后,逆变器需要经过一个可调的延时时间后才能重新并网。

(8) 保护功能

根据电网对光伏电站运行方式的要求,逆变器应具有交流过压、欠压保护、超频、欠频保护,防孤岛保护,短路保护,交流及支流的过流保护,过载保护,反极性保护,

高温保护等保护功能。

（9）监控和数据采集

逆变器应有多种通讯接口进行数据采集并发送到控制室，其控制器还应有模拟输入端口与外部传感器相连，测量日照和温度等数据，便于整个电站数据处理分析。

（10）根据《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）的规定：海拔高度在 2000m 及以上高原地区使用的逆变器，应选用高原型（G）产品或采取降容使用措施。

5.3.2 逆变器的分类

（1）集中式逆变器

集中逆变技术是若干个并行的光伏组串被连到同一台集中逆变器的直流输入端，一般功率大的使用三相的 IGBT 功率模块，功率较小的使用场效应晶体管，同时使用 DSP 控制器来改善所产出电能的质量，使它非常接近于正弦波电流。最大特点是系统的功率高，成本低，但由于不同光伏组串的输出电压、电流往往不完全匹配特别是组件因多云、树荫、污渍等原因被部分遮挡时，采用集中逆变的方式会导致逆变过程的效率降低和电性能的下降。同时整个光伏系统的发电可靠性受某一光伏单元组工作状态不良的影响也较为明显。

（2）组串式逆变器

组串式逆变器相对于集中式逆变器，容量较小，目前市面上的组串式逆变器容量在 1kW~320kW 之间，即把光伏方阵中数个光伏组串输入到一台指定的逆变器中，多个光伏组串和逆变器又模块化地组合在一起，所有逆变器在交流输出端并联，目前许多大型光伏电站都选择使用组串式逆变器。组串式逆变器的主要优点是不受组串间光伏电池组件性能差异和局部遮影的影响，可以处理不同朝向和不同型号的光伏组件，可避免部分组件上有阴影时造成巨大电量损失，提高了系统的整体效率。

（3）集散式逆变器

集散式逆变器与集中式逆变器和组串式逆变器相比，将分散式 MPPT 跟踪与集中逆变并网进行统一，系统造价低，发电量高，可靠性较好。与集中式逆变器和组串式逆变器相比，集散式逆变器具备了升压功能，降低了线损，并且比组串式逆变器在建设成本上更加具有特色。但由于目前集散式逆变器工程经验较少，所以在安全性、稳定性以及高发电量等特性还需要更多实际工程项目的检验。

本工程场址地形较为平坦，拟采用集中型逆变器。

5.3.3 逆变器容量选型

通过对逆变器产品的考察，现对市场上成熟的逆变器产品做技术参数比较，如下表所示。

表 5.3-2

集中式逆变器经济技术比选表

逆变器型号	NBQ-1	NBQ-2	NBQ-3
最大输出功率	1250kW	1500kW	3125kW
最大输入电压	1100Vdc	1100Vdc	1500Vdc
MppT 输入电压范围	520-1000V	580-1000V	875-1300V
最大效率	99.00%	99.00%	99.02%
中国效率	98.50%	98.50%	98.55%
额定交流输出功率	1250kW	1500kW	3125kW
额定交流输出电压	360Vac	400Vac	600Vac
额定交流频率	50Hz	50Hz	50Hz
功率因数($\cos \phi$)	>0.99	>0.99	>0.99
电流波形畸变率	<3% (额定功率)	<3% (额定功率)	<3% (额定功率)

由上表可见，各厂家提供的逆变器技术参数均满足 GB/Z 19964-2005《光伏电站接入电力系统技术规定》的要求。NBQ-3 最大输入电压及 MPPT 输入电压范围较大，随着额定交流输出功率的增大，逆变器效率及输出电流增大。同时应该根据大棚布置区域，合理选择逆变器容量。

本项目系统容量达 20MWp，从工程运行及维护考虑，若选用单台容量小的逆变设备，则设备数量较多，会增加投资后期的维护工作量；在投资相同的条件下，应尽量选用容量大的逆变设备，可在一定程度上降低投资，并提高系统可靠性。NBQ-3 型 3125kW 逆变器容量大，效率高且和选用的单晶硅电池组件能够良好匹配，因此本项目选用 NBQ-3 型 3125kW 逆变器，各项性能指标，见下表。

表 5.3-3

集中式逆变器主要技术参数表

指标	规格参数
逆变器型号	NBQ-3
额定容量	3125kW
隔离方式	无变压器
最大输入电压	1500V
(MPPT) 范围	875V~1300V
MPPT 数量	16(可选 18/22/24 路)
每路 MPPT 最大输入组串数	2
额定交流输出功率	3125kW

指标	规格参数
最大输出电流	3308A
总电流波形畸变率	$\leq 3\%$ (满功率运行时)
功率因数	≥ 0.99
最大效率	$\geq 99.02\%$
欧洲效率	$\geq 98.55\%$
额定电网频率	50Hz/60Hz
使用环境温度	$-35^{\circ}\text{C} \sim +60^{\circ}\text{C}$
自动投运条件	根据日出和日落的日照条件，自动开机和关机
保护功能	交流过压、欠压保护；超频、欠频保护；交流、直流过流保护；直流过压保护；DC 侧短路保护，极性反接保护等
通讯接口	RS485/PLC
冷却方式	智能强制风冷
防护等级	IP55
尺寸(宽×高×深)	2210×2280×1190
重量	2.7t

5.4 光伏方阵设计

5.4.1 并网光伏发电系统分层结构

(1) 光伏组件

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

(2) 光伏组串

由几个到几十个数量不等的光伏组件串联起来，形成具有一定直流电输出的电路单元，其输出电压在逆变器允许工作电压范围之内。

(3) 光伏组串单元

布置在一个固定支架上的所有光伏组串形成一个光伏组串单元。

(4) 阵列逆变器组

由若干个光伏组串单元与一台并网逆变器联合构成一个阵列逆变器组。

(5) 光伏子方阵

由一个或若干个阵列逆变器组合形成一个光伏子方阵。

(6) 光伏方阵

由一个或若干个太阳能光伏子方阵组合形成一个光伏方阵，又称光伏阵列。

5.4.2 系统方案概述

本期项目总装机容量为 20MW_p，推荐采用分块发电、集中并网方案。电池组采用单面单晶硅电池 540W_p 组件，并按倾角 12° 固定农业大棚顶。20MW_p 太阳能电池阵列由 5 个子方阵组成，每个子方阵均由若干路太阳能电池组串并联而成。每个太阳能电池子方阵由太阳能电池组串、逆变设备、汇流设备及升压设备构成。

5.4.3 电池阵列最佳倾角及方位角确定

为了使光伏方阵表面接收到更多太阳能量，根据日地运行规律，方阵表面最好是朝向赤道（方位角为 0°）安装，并且应该倾斜安装，对于并网光伏电站来说，由于所产生的电能全部输入电网，得到充分利用，因此只要使方阵面上全年接收到最大辐射量即可。对于本场址，利用目前国际上通用的光伏技术软件 PVSYST 进行光伏组件倾斜面上的辐射量计算，软件计算结果显示，在倾斜角度为 12° 时，倾斜面所接收到的年总辐射量最大，日照小时数为 1707.32h。

5.5 光伏子方阵设计

5.5.1 光伏子方阵设计的原则

(1) 光伏组件串联形成的组串，其输出电压的变化范围必须在逆变器正常工作的允许输入电压范围内。

(2) 每个逆变器直流输入侧连接的光伏组件的总功率应大于该逆变器的额定输入功率，且不应超过逆变器的最大允许输入功率。

(3) 光伏组件串联后，其最高输出电压不允许超过光伏组件自身最高允许系统电压。

(4) 各光伏组件至逆变器直流部分电缆通路应尽可能短，以减少直流损耗。

5.5.2 光伏组件的串、并联设计

光伏方阵由光伏组件经串联、并联组成，1 个光伏发电单元系统包括 1 台逆变器与对应的 n 组光伏组串、直流连接电缆等。

光伏组件串联的数量由并网逆变器的最高输入电压、最低工作电压以及光伏组件允许的最大系统电压所确定，串联后称为光伏组串。光伏组串的并联数量由逆变器的额定容量确定。

光伏组件的输出电压随着工作温度的变化而变化，因此需对串联后的光伏组串的输出电压进行温度校验。根据项目地区的气象条件，本工程确定：逆变器的最小输入电压是光伏组串在 $1000\text{W}/\text{m}^2$ 光照条件下、组件最高工作温度为 70°C 、组件输出最大峰值功率时的输出电压；逆变器的最高输入电压是光伏组串在 $1000\text{W}/\text{m}^2$ 光照条件下、温度为 -2°C 时的开路电压。

本工程设计了 5 个光伏发电单元系统，这些发电单元全部采用 540Wp 单晶硅太阳能电池组件，并对应配置 5 台 3125kW 逆变升压一体机。

光伏组件的串联数量在不考件下（光照 $1000\text{W}/\text{m}^2$ 、工作温度为 25°C ），《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）中给虑太阳能电池组件工作温度修正系数影响的情况下，该方阵光伏组件在标准测试条出的光伏组串计算公式如下：

$$N \leq \frac{V_{\text{dcmax}}}{V_{\text{OC}} * [1 + (t - 25) * K_v]} \quad (5-1)$$
$$\frac{V_{\text{mpptmin}}}{V_{\text{pm}} * [1 + (t' - 25) * K'_v]} \leq N \leq \frac{V_{\text{mpptmax}}}{V_{\text{pm}} * [1 + (t - 25) * K'_v]}$$

式中：

V_{dcmax} —逆变器允许最大直流输入电压（V）；

$V_{mppt\ min}$ —逆变器 MPPT 电压最小值 (V) ;
 $V_{mppt\ max}$ —逆变器 MPPT 电压最大值 (V) ;
 V_{oc} —光伏组件开路电压 (V) ;
 V_{pm} —光伏组件工作电压 (V) ;
 K_v —光伏组件开路电压温度系数;
 K_v' —光伏组件工作电压温度系数;
 t' —光伏组件工作条件下的极限最高温度 (°C) ;
 t —光伏组件工作条件下的极限最低温度 (°C) ;
 N —光伏组件串联数 (N 取整) 。

经初步计算，本项目光伏组件的串联数为 $21 \leq N \leq 27$ 块时满足输出电压要求。为了达到技术经济最优化，地面光伏电站一般采用最大组件串数设计。但综合考虑场区地形及单个光伏模块的布置，最终本工程推荐光伏组件的串联数为 26 块。

按上述推荐的光伏组件串联数计算，每一路组件串联的额定功率容量 14.04kW_p。对应于逆变器的额定功率计算，考虑组件匹配损耗、直流线路损耗及设备损耗等因素。

5.5.3 光伏组串单元的排列方式

一个光伏组串单元中，光伏组件的排列方式有多种，但是为了接线简单，线缆用量少，施工复杂程度低，在工程计算的基础上，推荐本工程的光伏组串单元的排列方式为横排布置：将 1 组光伏组串（每串 26 块组件）的每块组件竖向放置，排成 2 行 13 列，为减少风压，组件与组件之间留有 20mm 空隙。光伏组串排列方案如图 5.5-1 示。

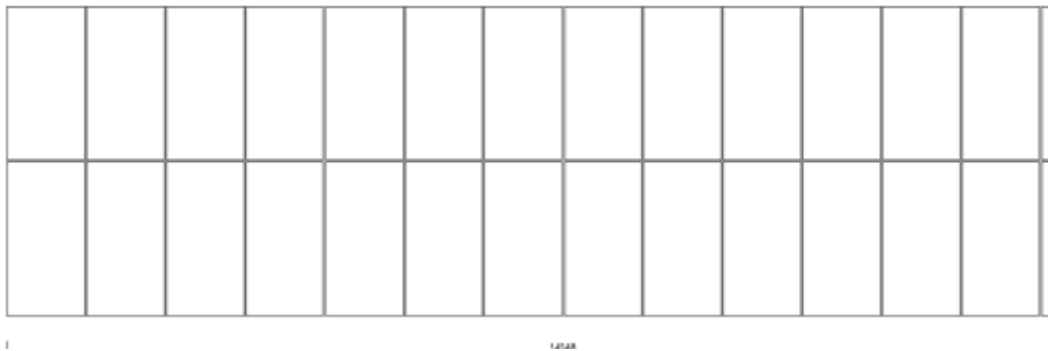
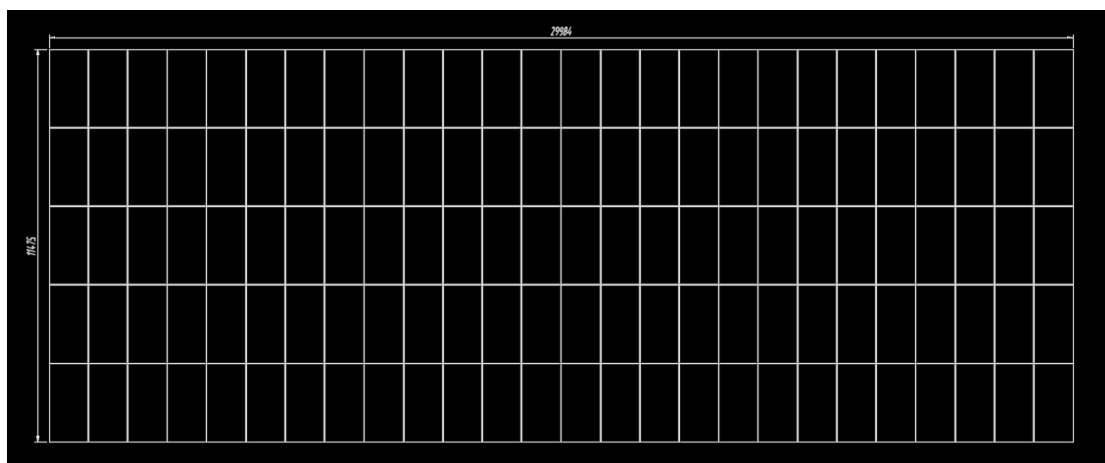


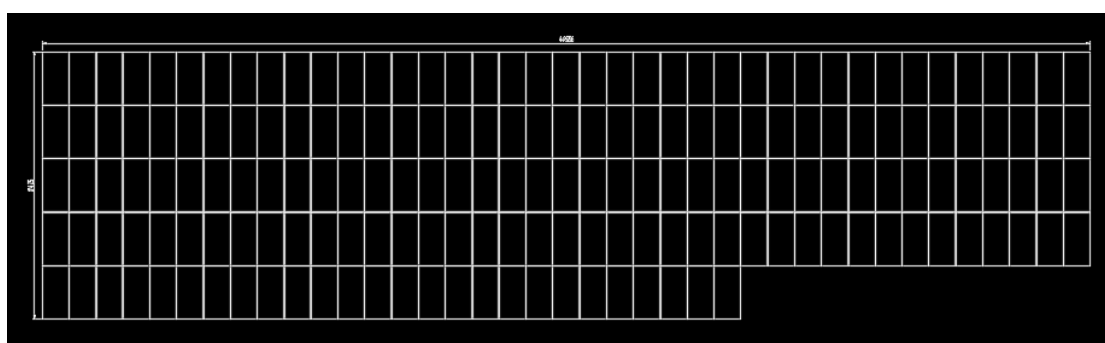
图5.5-1 光伏组串排列图

本次光伏组件布置于农业大棚顶，农业大棚南北跨距均为 12 米，东西长度有 45 米、60 米、75 米、90 米及 105 米 5 种规格。光伏发电单元布置时，可根据 30 米单元和 45 米单元进行布置，再进行组合即可。

每 30 米单元中，光伏组件为竖向五排布置，容量为 70.2kW。



每 45 米单元中，光伏组件为竖向五排布置，容量为 98.28kW。



5.5.4 光伏阵列间距的计算

固定式安装太阳能发电系统必须考虑前、后排的阴影遮挡问题，并通过计算确定阵列间的距离或光伏阵列与建筑物的距离。一般的确定原则是：冬至日当天早晨 9:00 至下午 15:00（真太阳时）的时间段内，光伏阵列不应被遮挡。计算公式如下：

光伏阵列间距或可能遮挡物与阵列底边的垂直距离应不小于 D ： $D = \cos A \times H / \tan[\sin^{-1}(\sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos h)]$

式中：

D —遮挡物与阵列的间距，m；

H —遮挡物与可能被遮挡组件底边的高度差，m；

ϕ —当地纬度，deg；

A —太阳方位角，deg；

δ —太阳赤纬角，deg；

h —时角，deg。

经计算可得：当光伏组件 5 排布置，倾角为 12° 时， $D > 18.6\text{m}$ 时，可以满足光伏阵列不被遮挡。对于不平坦存在坡度的区域，根据坡度计算出相应的组件间距进行优化

布置，不同坡度对应的间距如表所示，具体坡度以现场实际情况为准。

表 5.5.4-1 不同坡度对应的间距

坡度/°	间距 D/m
0	18.6
5	17.03
10	16

5.5.5 逆变器布置

本项目共 5 个光伏子方阵，本次选择的 3125kW 集中式逆变升压一体机不需修建逆变器室。

5.5.6 太阳能电池阵列汇流箱设计

本项目共 60 个汇流箱，每个汇流箱接入 19 路光伏发电单元；15 个汇流箱接入 1 台逆变器。

5.6 方阵接线方案设计

每个光伏子方阵的规划容量为 20MW_p，采用 540W_p 晶硅光伏组件；组件总数 37037 块，每 26 块光伏组件构成一个光伏组串，共 1425 个组串；每 19 串光伏组串接入 1 台汇流箱；每 15 台汇流箱接入 1 台 3125kW 逆变升压一体机升压至 35kV。

5.7 辅助技术方案

5.7.1 环境监测方案的设计

为了保证光伏电站的正常运行及数据分析，在光伏电站内布置一套环境监测仪，该装置由风速风向传感器、日照辐射表、测温探头、控制盒及支架组成，可以实时测量风速风向、光伏组件表面温度、环境温度及太阳光总辐射。

5.7.2 光伏组件清洗方案的设计

光伏组件上的污浊对发电量影响显著，主要表现为：一是会影响光线的透射率，进而影响组件表面接收到的辐射量；二是组件表面的污浊因为距离电池片的距离很近，会形成阴影，并在光伏组件局部形成热斑效应，进而降低组件的发电效率，甚至烧毁组件。

本光伏电站所处环境的主要污染源为鸟屎及少量小沙石。电站运行过程中必须对电池组件进行清洗，以保证电池组件的发电效率和防止由于污垢引起的热斑对电池组件造成烧毁。

光伏组件表面的清洗可分为定期清洗和不定期清洗。

定期清洗一般每月进行一次，制定清洗路线，清洗时间安排在日出前或日落后。不

定期清洗分为恶劣气候后的清洗和季节性清洗。恶劣气候分为大风、雨雪后的清洗。每次起风过后的天气应及时清洗。雨雪后应及时巡查，对落在光伏组件表面上的泥点和积雪应予以清洗。季节性清洗主要指春秋季节位于候鸟迁徙线路下的发电区域，对候鸟粪便的清洗。在此季节应每天巡视。

由于光伏组件支架较高，组件表面污染情况难以被站立视角发现，本项目建议采用无人机巡视，发现光伏组件被污染应及时清洗。日常维护主要是每日巡视检查光伏组件的清洁程度。不符合要求的应及时清洗，确保光伏组件表面的清洁。

考虑到本工程特点和当地气象条件，本工程拟利用清洗水车为主，即将清洗水车和维护人员配合，利用车载水箱、水泵及水管对光伏组件表面进行清洗。首先车载水箱将水运至光伏阵列附近，然后人工利用软管对光伏组件进行冲洗。此外，还可考虑在光伏组件上安装自动清除装置，采用移动空气压缩机对光伏组件进行吹扫，采用负压吸尘器清扫光伏组件等方法。

由于本地区冬季寒冷，且易发生凝冻，所以冬季不考虑水洗。

5.8 年上网电量计算

5.8.1 光伏发电系统效率分析

并网光伏发电系统的能量损失主要由光伏阵列的能量损失、逆变器能量损失、交流并网的能量损失等三部分组成。

(1) 光伏阵列效率 η_1 ：光伏阵列在 $1000\text{W}/\text{m}^2$ 太阳辐射强度下,实际的直流输出功率与标称功率之比。光伏阵列在能量转换过程中的损失包括：组件的温度功率损失、匹配损失、表面尘埃遮挡损失、不可利用的太阳辐射损失、温度影响、峰值功率点偏值及直流线路损失等。

(2) 逆变器转换效率 η_2 ：逆变器输出的交流电功率与直流输入功率之比，根据逆变器厂家提供的中国效率，考虑光伏发电大部分时间为非满载运行，确定逆变器转换效率为98.2%。根据PVsyst 仿真,超配带来的逆变器过载损失为0.02%,保守考虑为0.04%。

(3) 交流并网效率 η_3 ：从逆变器输出至高压电网的传输效率。包括低压电缆并网损失、箱式变压器损耗、集电线路电缆损失损耗。

(4) 其他因素效率 η_4 ：自耗电或设备故障等因素造成的功率损失。

最终，本项目系统转换总效率为： $\eta_{\text{总}} = \eta_1 \times \eta_2 \times \eta_3 \times \eta_4 = 82.0\%$ 。如下表所示。

表 5.8-1 系统效率		
子单元效率	影响因素	系统效率
光伏阵列效率 η_1	1) 温度功率损失影响	98%

子单元效率	影响因素	系统效率
	2) 组件失配损失影响	98%
	3) 灰尘遮挡损失影响	97.00%
	4) 早晚低辐照损失影响	98.00%
	5) 最大功率点跟踪损失影响	99.04%
	6) 直流线路损失影响	98.50%
	合计	89.60%
逆变器效率 η_2	7) 逆变器转换效率	98.50%
	8) 超配过载损失	99.96%
	合计	98.06%
交流并网效率 η_3	9) 低压电缆并网损失影响	98.80%
	10) 箱式变压器损耗影响	99.30%
	11) 集电线路电缆损失影响	98.50%
	合计	96.15%
其他因素 η_4	13) 系统自耗电	99.40%
系统总效率 ($\eta = \eta_1 * \eta_2 * \eta_3 * \eta_4$)		82%

5.8.2 理论年发电量计算

单晶硅太阳能电池单个组件容量 540Wp，光伏组件总容量 20MWp，通过 PVsyst 软件计算，在不考虑系统的能量损失时，本项目光伏系统的首年理论发电量约为 2800 万度，倾斜面平均年峰值日照小时数为 1707.32h。

5.8.3 年上网电量估算

由于太阳能电池组件的转换效率成逐年递减状态，因此随着时间的推移，实际发电量不断减少。一般光伏组件厂家会承诺组件衰减参数，根据组件厂家技术资料，首年衰减 2%，之后每年衰减按 0.45%递减。结合光伏发电系统年理论发电量、系统效率及逐年衰减率计算本工程运行期内逐年上网电量。

表 5.8-2 光伏电站逐年上网电量计算成果表

年份	上网电量（万度）	利用小时数（h）
第 1 年	2744.00	1372.00
第 2 年	2731.40	1365.70
第 3 年	2718.80	1359.40
第 4 年	2706.20	1353.10
第 5 年	2693.60	1346.80

年份	上网电量（万度）	利用小时数（h）
第 6 年	2681.00	1340.50
第 7 年	2668.40	1334.20
第 8 年	2655.80	1327.90
第 9 年	2643.20	1321.60
第 10 年	2630.60	1315.30
第 11 年	2618.00	1309.00
第 12 年	2605.40	1302.70
第 13 年	2592.80	1296.40
第 14 年	2580.20	1290.10
第 15 年	2567.60	1283.80
第 16 年	2555.00	1277.50
第 17 年	2542.40	1271.20
第 18 年	2529.80	1264.90
第 19 年	2517.20	1258.60
第 20 年	2504.60	1252.30
第 21 年	2492.00	1246.00
第 22 年	2479.40	1239.70
第 23 年	2466.80	1233.40
第 24 年	2454.20	1227.10
第 25 年	2441.60	1220.80
平均	2592.80	1296.40
25 年合计	64820.11	

经计算首年上网电量为 2744 万度，首年利用小时数为 1372h。25 年总上网电量为 64820.11 万度，25 年平均年上网电量为 2592.80 万度，25 年平均年利用小时数为 1296.40h。

6 电气

6.1 概述

6.1.1 设计依据

《导体和电器选择设计技术规定》(DL/T5222)
《3.6~40.5kV 交流金属封闭开关设备和控制设备》(GB3906)
《电力工程电缆设计规范》(GB50217)
《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T50065)
《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》(GB/T50064)
《光伏电站设计规范》(GB50797)
《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定(试行)》
《光伏系统并网技术要求》(GB/T19939)
《继电保护和安全自动化装置技术规程》(GB14285)
《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》(GB50062)
《电测量及电能计量装置设计技术规程》(DL/T5137)
《建筑物防雷设计规范》(GB50057)
《箱式变电站技术条件》(DL/T537)
《电力系统设计技术规程》(DL/T5429)
《光伏电站继电保护技术规范》(GB/T32900)

6.1.2 接入系统方案

本项目为分布式光伏发电,光伏发电系统通过升压变升压至 35kV,拟通过 1 回 35kV 电缆线路送至系统规划的汇集站,由汇集站统一并网。35kV 电缆线路暂按 10km 考虑。

本项目最终接入系统方案,应以本项目的“接入系统方案设计”经国网公司相关部门审查批准后的方案为准。

6.2 电气一次

6.2.1 光伏发电工程电气主接线

(1) 逆变器与升压变压器的组合方式

本光伏电站采用独立子方阵的设计方案,共 5 个方阵,考虑到逆变器交流输出电压较低(600V),其额定电流和短路电流较大的特点,为减少低压侧电能损耗,缩短低压电缆的长度,降低工程造价,每个发电单元配置 1 台 3125kW 逆变器及升压变一体机,光伏电站共有 5 个并网发电单元。

交流侧送出容量为 15.6MW。

(2) 光伏电站升压方式选择

本光伏电站逆变器出口电压为 600V,升压方式可有两种方案,高压侧电压可选用 35kV 或 10kV 电压等级接入汇集站母线上。

本工程装机容量大,逆变器数量多,且组件子阵布置间距相对较远。由于 10kV 电

缆输电线路输送距离一般为较短，且低压输电损耗较大，所以本工程中压采用 35kV 电压等级。

（3）集电线路方案

本光伏电站的光伏方阵布置密集，各区域内 35kV 集电线路若采用架空线路，则集电线路杆塔将对组件表面太阳能辐射造成影响。因此，从场址条件、集电线路投资、集电线路对光伏阵列的影响以及美观的角度考虑，推荐本光伏电站的场址各区域内集电线路采用电缆集电线路，采用直埋电缆敷设方式。

本光伏电站共由 5 个光伏发电单元组成，发电单元经过汇流，并通过逆变器及升压变一体机升压至 35kV 以 35kV 集电线路送出。

（4）35kV 中性点接地方式

35kV 侧中性点接地方式以系统汇集站 35kV 中性点接地方式为准，就地不再配置中性点设备。

（5）农用大棚自用电

农用大棚将由农业设计院进行设计，根据生产工艺以及产量，区域的自用电量负荷统计如下表：

表 6.2.1-自用电负荷统计

设备名称	功率（kW）	数量（台/个）	合计（kW）
全自动装袋机	22	6	132
输送机	6	7	42
搅拌机	50	2	100
装袋后全自动配套设备	2265	1	2265
烘干设备 2000 斤	60	10	600
照明白炽灯	0.06	10×27 个	16.2
卷帘机	4	10	40
风机	1.5	10×2	30
全自动蒸汽发生器 2 吨	2000	1	2000
500 立法冷库	45	1	45
菌棒粉碎机	30	1	30
生活用电	400	1	400
合计			5700.2

表中所列的负荷均为集中布置，可以用专用变压器供电，大棚的照明、灌溉、通风

之类的，单独设置线路供电。

根据种植特点，本项目基本在春夏秋三季生产，延庆冬季长，基本有 3.5-4 个月不能生产，初步估算，一年用电小时数约为 1920h，用电量约为 1094.44 万度。

6.2.2 主要电气设备选择

6.2.2.1 短路电流

根据 DL/T5222-2005 《导体和电器选择设计技术规定》、《国家电网 330kV 变电站典型设计》和风电场电气系统典型设计要求,本工程 35kV 设备的短路电流水平选为 31.5kA。电气主接线以及所选设备均能满足系统运行条件和规范要求。最终以接入系统批复意见为准。

6.2.2.2 主要电气设备

本光伏电站主要电气设备选择原则为：在满足正常运行、短路和过电压等各种要求的前提下，选择有成熟运行经验、技术先进、安装运行维护方便和经济合理的产品。主要设备初步选择如下：

(1) 35kV 逆变器及箱式升压变一体机

1) 型式	逆变器及箱变一体机
2) 额定电压	
高压	35kV
低压	0.6kV
3) 额定频率	50Hz
4) 额定绝缘水平	
工频 1min	85kV
雷电冲击耐压	200kV
5) 三相双圈油浸式变压器	
型号	三相、自冷、无载调压升压变压器
额定容量	33125kW、1250kW
接线组别	Dy11
额定电压比（高压/低压）	37±2×2.5%/0.6kV
调压方式	无励磁调压
冷却方式	自冷
阻抗电压（以高压绕组为基准容量）	6.50%
中性点接地方式	不接地
6) 负荷开关熔断器组合	

型号	FZN21-40.5
额定电压	40.5kV
额定频率	50Hz
额定电流	1250A
开断能力	
变压器空载	31.5A
电缆空载	25A
开断环流	1250A
7) 氧化锌避雷器	
额定电压（有效值）	51kV
最大持续运行电压（有效值）	42kV
操作冲击残压（有效值）	114kV
雷电冲击残压（8/20 μs，有效值）	134kV
8) 防护等级	
外壳	IP54
8) 逆变器	
最大输入电压	1500V
满载 MPPT 电压范围	875~1300V
额定输出电压	600V
额定输出功率	3125kW
额定功率因数	0.99
9) 防护等级	
外壳	IP54

（2）无功补偿

根据《国家电网公司光伏电站接入电网技术规定（试行）》中对无功调节的要求，大型和中型光伏电站的功率因数应能够在 0.98（超前）~0.98（滞后）范围内连续可调。本工程无功补偿装置在汇集站 35kV 母线统一考虑，就地不再单独设置。最终以接入系统报告为准。

（3）35kV 中性点接地方式

本光伏电站 35kV 集电线路部分采用直埋电缆方式，由于电缆较长，35kV 拟采用小电阻接地方式。35kV 侧中性点接地方式以系统汇集站 35kV 中性点接地方式为准，就地不再配置中性点设备。

（4）电力电缆

虽然同规格的交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套电缆（YJV）比聚氯乙烯绝缘聚氯乙烯护套电缆（VV）稍贵，但 YJV 电缆与 VV 电缆比较，具有绝缘性能好、线芯允许温度高、载流量大、使用寿命长等特点，其综合性价比高，因此，本光伏电站电力电缆全部选用交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯护套电缆（YJV）。

铜芯电缆与铝芯电缆比较，具有载流量大、电能损耗低、抗短路能力强、使用寿命长、符合节能降耗等一系列优点，因此，35kV 汇集线路电力电缆选用 YJV22 交联铜芯电缆，35kV 汇流电力电缆采用 YJLV22 交联铝芯电缆。

汇流箱至逆变器输入侧采用 3kV 2×240 阻燃交联铜芯电缆。

光伏组串接线采用型号为 PV1-F-1x4 的光伏专用电缆。

6.2.3 防雷、接地及过电压保护设计

（1）直击雷保护

光伏组件为多晶硅带边框，本项目将光伏组件支架与接地网可靠连接，雷电流可以通过支架散流入地，不需要设置避雷针。

光伏系统汇流箱、直流配电柜和交流配电柜内部的均配置有防雷保护装置。

（2）接地

光伏电站区的保护接地、工作接地采用一个总的接地装置。按一般要求接地电阻不大于 4Ω ，具体还要根据逆变器设备的接地电阻要求来确定。

6.2.4 集电线路的布置

本光伏电站的箱变到升压站集电线路采用电缆直埋敷设方式。光伏组件之间、汇流箱至逆变器之间的电缆，其截面较小、数量多，采用穿管或沿桥架敷设。在敷设时要注意电缆敷设的松紧度，本项目所在地昼夜温差较大，电缆敷设过紧会因热胀冷缩造成线缆断裂。

6.2.5 防火

高、低压动力和控制电缆拟采用 ZRC 级阻燃电缆。防止电缆着火延燃措施按国标《电力工程电缆设计标准》（GB50217—2018），电力行业标准《电力设备典型消防规程》（DL5027—2015）具体落实以下主要措施：

构筑物中电缆引至电气柜、盘或控制屏、台的开孔部位，电缆贯穿墙、楼板的孔洞处，均应实施防火封堵。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包带或防火段。对靠近含油设备（如变压器）的电缆采用穿管或电缆沟敷设，邻近的电缆沟盖板用水泥沙浆作密封处理。

本次集中式逆变升压一体机不单独设事故油池，土建基础考虑能容纳全部油量的油池空间，不考虑设置油水分离装置。事故排油后由检修人员安排车辆及时把事故排油抽离现场，统一集中处理。

6.3 电气二次

6.3.1 设计依据和原则

电气二次主要参考的设计规范及标准如下：

GB/T14285-2006 《继电保护和安全自动装置技术规程》

GB/T5218-2012 《220kV～750kV 变电站设计技术规程》

GB/T50062-2008 《电力装置的继电保护和自动化装置设计规范》

GB/T50063-2017 《电力装置的电测量仪表装置设计规范》

GB/T50116-2013 《火灾自动报警系统设计规范》

DL/T866-2015 《电流互感器和电压互感器选择及计算导则》

DL/T5003-2017 《电力系统调度自动化设计技术规程》

DL/T5044-2014 《电力工程直流电源系统设计技术规程》

DL/T5137-2001 《电测量及电能计量装置设计规程》

DL/T5149-2001 《35kV～220kV 变电所计算机监控系统设计技术规程》

DL/T5137-2001 《电测量仪表装置设计技术规程》

国家电网生技[2005]400 号 《十八项电网重大反事故措施》

国家电网生技[2009]327 号 《国家电网公司风电场接入电网技术规定》

6.3.2 光伏监控系统

本工程光伏发电计算机监控系统可与汇集站光伏发电计算机监控系统统一考虑，就地光伏发电设备及逆变升压一体机等监控信息，通过光缆送至汇集站光伏发电计算机监控系统站控层，有汇集站运行人员集中监控。

(1) 光伏发电设备及逆变升压一体机的计算机监控

1) 光伏发电设备包括以下几个部分：光伏阵列、并网逆变器、升压变。

2) 电池组件不单独设监控保护，由汇流箱对光伏组件的实时数据进行测量和采集，汇流箱与逆变器共用一套监控系统，其信号通过逆变器监控系统采集。逆变器监控系统可对信号进行分析处理，能对电池组件和汇流箱进行故障诊断和报警，并将数据和处理结果通过通信控制层直接传输到站控层，由光伏电站运行人员进行集中远方监视和控制。

3) 电池组件及逆变器监控系统，功能如下：

a) 电站计算机监控系统，对各电池组串及逆变器进行监控和管理，在 LCD 上显示

运行、故障类型、实时功率、电能累加等参数。由计算机控制逆变器与电力系统软并网，控制采用键盘、LCD 和打印机方式进行人机对话，运行人员可以操作键盘对电池组串及逆变器进行监视和控制。

b) 电池组件及逆变升压一体机设有就地监控装置。电池组件及逆变器的保护和检测装置由厂家进行配置，如：温升保护、过负荷保护、电网故障保护和传感器故障信号等。保护装置动作后跳逆变器出口断路器，并发出信号。

c) 电池组件及逆变器的远程监控系统设有多级访问权限控制，有权限的人员才能进行远程操作。可查看每台逆变器的运行参数，主要包括：直流电压、直流电流、直流功率、交流电压、交流电流、逆变器机内温度、时钟、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。

d) 监控所有逆变器的运行状态，采用声光报警方式提示设备出现故障，可查看故障原因及故障时间，监控的故障信息至少应包括以下内容：电网电压过高、电网电压过低、电网频率过高、电网频率过低、直流电压过高、直流电压过低、逆变器过载、逆变器过热、逆变器短路、散热器过热、逆变器孤岛、DSP 故障、通信失败。

e) 交流柜内设置交流线路保护开关、电流表、电压表。开关状态及电流、电压等信号通过通信控制层直接传输到站控层，由光伏电站运行人员进行集中远方监视。

f) 本升压变压器的高压侧配置有负荷开关及高压插入式熔断器。在每座升压变内设有一套箱变保护测控装置，用于采集箱式变压器和负荷开关的位置信号、报警信号、电量测量（电流、电压、功率）和控制。变压器轻瓦斯、压力释放、油温等非电量保护作用于跳闸和信号。测控装置及辅助设备安装在箱变内，可通过通信接口接入太阳能电池组件及逆变器监控系统。

4) 光伏发电设备有功无功及电压调节基本内容和性能要求

a) 有功功率调节内容及要求

具有有功功率调节能力，并能根据电网调度部门指令控制其有功功率输出。为了实现光伏电站有功功率的控制，光伏电站需要安装有功功率控制系统，

能够接收并自动执行电网调度部门远方发送的有功出力控制信号，根据电网频率值、电网调度部门指令等信号自动调节电站的有功功率输出，确保光伏电站最大输出功率及功率变化率不超过电网调度部门的给定值，以便在电网故障和特殊运行方式时保证电力系统稳定性。

具有限制输出功率变化率的能力，但可以接受因太阳光辐照度快速变化引起的光伏电站输出功率下降速度超过最大变化率的情况。

b) 电压及无功功率调节内容及要求

具备根据无功电压调节能力，其调节方式、参考电压、电压调差率等参数应可由电网调度机构远程设定。

调节方式包括：调节光伏电站的无功功率、调节无功补偿设备投入量、调整光伏电站升压变压器的变比等。

功率因数应能够在 0.98（超前）~0.98（滞后）范围内连续可调，且应满足当地供电部门的功率因数考核要求。

5) 光伏发电、逆变升压一体机、汇流设备及监控系统将采集到的数据和处理结果通过通信控制层直接传输到汇集站站控层，由汇集站运行人员进行集中远方监视和控制。

6) 本工程的光伏发电单元（方阵）采用就地分散布置，同一个单元（方阵）内采用集中布置的方式。每个单元的太阳能电池阵列温度、汇流箱组串电流等检测信号汇集至光伏发电工程集中监控系统。在光伏发电工程集中监控系统控制柜面板上的 LCD 液晶显示屏上，可以观察到逆变器及光伏发电单元各组串的详细运行状态。各光伏发电单元的运行参数(包括直流输入电压和电流、交流输出电压和电流、功率、电网频率及故障代码和信息等、光伏组件工作温度、区域辐照度、环境温度以及太阳能光伏电池组串电流等)，通过光伏发电工程集中监控系统的通讯控制器，采用以太网传输方式上传至汇集站计算机监控系统（NCS）网上，在汇集站主控制室通过计算机监控系统操作员站实现上述运行参数的监视、报警、历史数据储存。

6.3.3 系统继电保护及安全自动装置

1) 与系统继电保护

35kV 并网系统继电保护由汇集站统一考虑，就地不再单独设置。

2) 安全稳定装置

本光伏电站具备快速监测孤岛时立即断开与电网连接的能力，防孤岛保护与电网侧线路保护、重合闸、低电压穿越能力相配合。光伏电站的防孤岛保护必须同时具备主动式和被动式两种，应设置至少各一种主动和被动防孤岛保护。为了在发生事故时能更好地保证电站平稳运行，本光伏电站配置低频低压解列装置或其他安全稳定装置，其保护方式为被动式。主动式防孤岛保护功能一般为逆变器所有。

安全稳定装置由汇集站统一配置，就地不再单独设置。

以上最终以接入系统报告为准。

6.3.4 调度自动化设备

本光伏电站的调度自动化设备包括远动系统，电能量计量系统，光功率预测系统，电能质量监测装置，调度数据网，二次系统安全防护等。以上均由汇集站统一考虑，就地不再单独设置。

本光伏电站配置光功率预测系统，以便调度根据光照出力调整电网调峰容量，以提高电网接纳光伏电能的能力、改善电力系统运行安全性和经济性，由汇集站统一设置。

本系统支持多源数值天气预报数据的集合预报，具有 0~72h 短期光伏功率预测以及 15min~4h 超短期光伏功率预测功能。每 15min 自动向电力调度部门滚动上报未来 15min~4h 的光伏电站发电功率预测曲线，光伏电站每天按时向调度部门上报次日 0~24h 光伏电站发电功率预测曲线，预测值的时间分辨率为 15min。

本光伏电站的调度方式以汇集站调度方式为准，最终以接入系统报告为准。

6.4 通信

光伏电厂场区通信主要包括数据通信和话音通信。

数据通信：箱式变电站至控制中心的数据通信采用光纤传送。

话音通信：本光伏电站地域较广阔。光伏电站单点音频用户少、通话频率低，巡视及设备检修时需配备移动式对讲机 3 对，供生产指挥与巡检人员的通信联系。

6.5 集电线路

6.5.1 集电线路方案

不同集电线路方案的主要区别在于电压等级和敷设方式。

集电线路的电压等级有 10kV 和 35kV 两种方案。考虑到本光伏电站场区范围广，地块比较分散，建议选用较高的电缆电压等级以降低线路损耗，提高发电效率。

架空型和直埋电缆型的技术经济性比较见表 6.5-1。

表 6.5-1		集电线路技术比较表	
比较项目/方案		方案一（直埋电缆型）	方案二（架空型）
技术比较	施工情况	电缆沿较缓地带或道路敷设，在坡度较陡处施工难度大。	架空线顺着光伏方阵布线，在树木密集区域施工难度较大。
	损耗	损耗较高	损耗低
	防雷接地	雷暴一般不会对直埋线路造成影响。	项目建设区属于雷区，架空线路易遭受雷击。
	覆冰	不需要考虑覆冰影响。	需考虑覆冰影响。
	美观度	埋设地下，不影响视觉美观。	架空线路影响光伏场区的美观。
	可靠性	高	较低

6.5.2 集电线路设计

本光伏电站的光伏方阵布置在不同农业大棚上，不存在冲沟或大跨越的地形。由表 6.5-1 可知，综合考虑场区地形及集电线路投资，本光伏电站的集电线路采用直埋电缆敷设的方案。

根据光伏方阵的优化布置，每个方阵配置一台容量为 3125kW 的逆变升压一体机，经由 1 回集电线路连接至汇集站 35kV 母线。电力电缆界面根据所连接光伏方阵的数量选用 YJLV22-26/35-3×70、YJLV22-26/35-3×150、YJV22-26/35-3×240。

6.5.3 防雷接地方案

光伏方阵场地内设置接地网，接地网采用人工接地极，同时充分利用光伏支架基础的金属构件。光伏方阵的接地保证连续，可靠，接地电阻小于 4Ω 。

集电线路及汇流电缆的金属套应在电缆线路两终端和接头等部位实施直接接地，并做好集中接地装置。

6.6 储能方案

配置电化学储能系统的主要目的是增加电网调峰能力，提升光伏接纳能力、减少弃风弃率，缓解输电通道阻塞，提升电网的安全性和稳定性。储能电站的总体分布，应避免功率长距离输送，减轻电网送电压力，便于调度计量，并有利于储能企业赢利和持续发展。综合清洁能源基地储能电站总体布局，应基本与新能源发电布局大体一致。但在局部区域，结合电网实际情况建设一定容量的电网侧储能站。

6.6.1 储能电站规划布局方案

综合考虑储能系统功能、系统成本、示范效应、电池性能等多方面因素，依据新能源消纳指引，按照配置原则本工程按照光伏装机规模的 20%配置储能功率，储能时长为 2h，本工程配置一套 30MW/60MWh 的储能电站。

6.6.2 储能电站建设方案

1) 储能设备选型

储能系统采用单元化设计理念，采用户外预制舱式储能方案，以节省现场土建与安装工程量，大幅减低建设周期。考虑到本工程储能装机容量较大，采用较大容量的储能单元可以减少储能系统预制舱数量，节约占地，因此，本工程推荐采用容量为 5MW/10MWh 储能单元，全厂共 6 个储能单元。本工程选用磷酸铁锂电池（LFP），循环寿命大于 5000

次（10 年），系统容量 10 年衰减率不得超过 20%。

2) 储能系统搭建

目前大规模风电站配套储能系统的常规搭建方案是将储能系统以交流电形式通过电站母线接入系统。

综合考虑储能系统功能、系统成本、示范效应、电池性能等多方面因素，单个 5MW/10MWh 储能单元包含 1 个储能变流器&箱变预制舱、2 个磷酸铁锂电池预制舱。储能变流器&箱变预制舱包含 1 台 5150kVA 油浸变压器、2 台 2500kW 储能变流器、1 面高压环网柜及 1 套其他辅助设备；磷酸铁锂电池预制舱包含可用容量 5000kWh 磷酸铁锂电池 2 套、电池管理系统 1 套、暖通设备 1 套、气体消防设备 1 套及 1 套其他辅助设备。

光伏电站配置储能系统后，可以有效平抑光伏电站出力波动，实现光伏功率的平滑输出，有利于减小新能源功率随机波动性对电力系统的不利影响，电站出力受控，并减小弃光带来的发电量损失。储能系统提高实际出力与预测系统的一致性，增加了光伏发电短期预测功率曲线的可靠性。

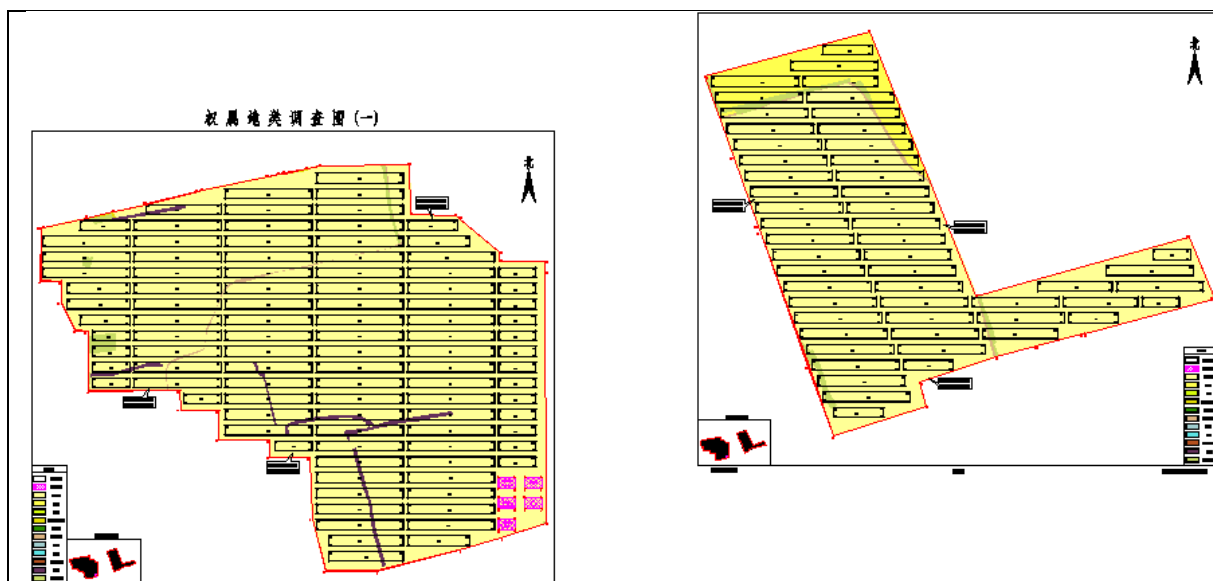
7 总平面布置

7.1 总平面布置

北京丰森源现代农业产业园中药材种植基地生态农业大棚分布布式光伏项目坐落于北京市延庆区旧县镇米粮屯村。占地面积 311976.64 平方米，主要包括林草保护用地、生态混合用地、永久基本农田、永久基本农田储备用地、自然保留地。占地面积内共准备建设 136 座大棚，相关农业用地及农业种植大棚规划均已取得农业部门备案许可。本项目利用大棚上部空间铺设光伏板，项目总装机容量为 20MWp。

根据业主提供的前期农业规划，区域布置了各种规格的大棚，大棚南北跨距均为 12m，东西跨距有 45m、60m、75m、90m 及 105 米。各大棚南北净距 7m。其中 105×12 大棚 108 座，其中 90×12 大棚 13 座，75×12 大棚 4 座，60×12 大棚 7 座，45×12 大棚 21 座。大棚总占地面积约 17100 平方米。大棚双坡布置，南坡水平长度约 10.5 米，布置光伏板，北坡水平长度约 1.5 米，保证大棚一定的采光率。

园区中药材种植基地生态农业大棚总图



本工程根据农业大棚的布置规划了光伏电站，总装机容量为 20MWp，共安装标准功率为 540W 的太阳电池组件 370372 块，全部采用大棚屋面平铺方式安装。光伏电站内布置 6 台逆变器，布置农业产业园道路一侧，方便检修。光伏发电系统通过升压变升压至 35kV，拟通过 1 回 35kV 电缆线路送至系统规划的汇集站，由汇集站统一并网。35kV 电缆线路暂按 10km 考虑。

拟建的 20MWp 农光互补项目位于北京市延庆区旧县镇丰森源现代农业产业园内，纬度约 40.55° ，经度约 116.043° ，海拔约 630-547m 之间，地形最大高差为 83m 左右，场地整体呈北高南低缓坡状。

种植基地内道路布置利用原有现状道路的路网连接至每个单独种植地块，种植基地内新建部分碎石道路以方便检修道路、农作物运输、连接各子系统。建、构筑物的平面和空间组合，应做到分区明确、合理紧凑、生产方便、造型协调、整体性好。

辅助设施及逆变器附近地坪采用 200 厚碎石地坪，其余地坪均保留原状土地坪。

7.2 竖向设计

竖向设计的基本原则要因地制宜，就地取材，适应经济环境和生产、生活发展的需要，体现工程量少、见效快、环境好的整体效果。结合本工程要满足建、构筑物的使用功能要求，结合自然地形、减少土方量，满足道路布局合理的技术要求，解决场地排水问题，满足工程建设与使用的地质、水文地质条件，满足建筑基础埋深、工程管线敷设的要求等。

从现场踏勘情况看，本工程整个场地现状为一般农田，林草保护用地、生态混合用地、永久基本农田、永久基本农田储备用地、自然保留地。勘察期间，部分场地经人工

建设、堆填，场地整体较平坦。根据本工程平面布置，结合现场实地情况，全场采用混合式竖向布置，即根据场地的自然地理特征、功能分区、内外交通组织、建（构）筑物的占地尺寸等因素，对于每个子系统采用平坡式竖向布置，把场地处理成坡向不大于 3% 的平面，北高南低。整平面之间连接平缓，无显著的坡度、高差变化。对于局部竖向布置高差有严格要求的区域，可采用台阶式竖向布置，在其连接处设置挡土墙或护坡等构筑物，坡脚处设置排水沟，接至就近沟渠。

7.3 道路

场区布置碎石道路宽 4m，300 厚级配碎砾石碾压；路基碾压密实。纵向坡度不小于 0.003。转弯半径一般为 6~9m。

7.4 光伏电站围栏设计

光伏电站为了防止围栏遮挡太阳光及从安全、美观、经济、实用考虑，采用高速公路围栏网，喷塑，总高为 1.8m。光伏方阵与四周围栏距离为 3m。围栏在道路出入口处设置钢管栅栏门。

7.5 主要经济技术指标

序号	名称	单位	数量	备注
1	厂区面积	m²	311976.64	
2	大棚占地面积	m²	17100	共计 153 座
3	辅助设施占地面积	m²	1300	
4	逆变器占地面积	m²	130	按 3x6 米考虑
5	厂区道路面积	m²	4500	200 厚碎石
6	排水沟	m	400	0.5x0.5m 浆砌石
7	护坡	m²	1000	植被护坡
8	组件	个	37302	
9	填方	m³	80000	
10	挖方	m³	80000	
11	碎石地坪	m²	2000	200 厚碎石
12	涵管	m	20	直径 1m 混凝土管
13	涵管	m	350	直径 2m 混凝土管
14	围栏长度	m	4000	1.8m 高

8 土建工程

8.1 基本资料和设计依据

8.1.1 基本资料

(1) 地形地貌

拟建场地位于北京市延庆区旧县镇，属山前倾斜平原地貌；场地整体呈北高南低缓坡状。

(2) 地层岩性

拟建区地层自上而下依次为：①耕土(Q4m1)、②粉质粘土(Q41)、③1角砾(Q4d1+P1)和④粘土(Q3)。

勘察范围内未见地下水，可不考虑地下水对本工程的影响。

未发现有防空洞、墓穴、孤石等地下不利埋藏物。

依据《建筑结构荷载规范》附表 E.5，拟建场地重现期为 50 年的风压和雪压分别为 0.45KN/m^2 和 0.40KN/m^2 。

依据《建筑地基基础设计规范》GB 50007-2011 中附录 F“中国季节性冻土标准冻深线图”该拟建场地标准冻深为 1.00 米。

8.1.2 设计依据

《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)；

《建筑结构制图标准》(GB/T50105-2010)；

《火力发电厂与变电站设计防火标准》(GB50229-2019)；

《变电站建筑结构设计技术规程》DL/T5457-2012；

《工业建筑防腐蚀设计标准》(GB/T50046-2018)；

《建筑地基基础设计规范》(GB50007-2011)；

《建筑结构可靠度设计统一标准》(GB50068-2018)；

《混凝土结构设计规范》(GB50010-2010)-2015 版；

《钢结构设计标准》(GB50017-2017)；

《砌体结构设计规范》(GB50017-2011)；

《建筑结构荷载规范》(GB50009-2012)；

《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010)-2016 版；

《建筑设计防火规范》(GB 50016-2014)-2018 版；

8.2 地震效应

据《建筑抗震设计规范》(GB50011—2001)2016 年版的规定，本场地抗震设防类别为丙类。

地基土的类型为中软土。据区域地质资料， 场地类别为III类，属建筑抗震一般地段。

根据国家标准《建筑抗震设计规范》及《中国地震动参数区划图》的规定，本地区的抗震设防烈度为 8 度，设计地震分组为第二组，设计基本地震加速值为 0.20g，特征周期为 0.55s。

8.3 光伏阵列支架与基础设计

8.3.1 光伏组件支架设计

8.3.1.1 主要设计参数

25 年一遇基本风压： 0.45KN/m²

25 年一遇基本雪压： 0.40KN/m²

抗震设防烈度：8 度（0.20g）

光伏组件规格：单晶硅 2279×1134×35mm

光伏组件重量：单晶硅 28.6kg

固定支架倾角：12°

场地类别：III类

主要材料：

钢材：冷弯薄壁型钢、材料应具有钢厂出具的质量证明书或检验报告； 其化学成分，力学性能和其他质量要求必须符合国家现行标准规定。所有 钢结构均应热镀锌防腐处理，钢厚度<3mm 的镀锌厚度不小于 65 μ m，钢厚 度≥3mm 的镀锌厚度不小于 70 μ m。

钢材主要用 Q235-B、Q355-B 钢；

焊条：E43、E50；

钢筋：HPB300 级、HRB400 级；

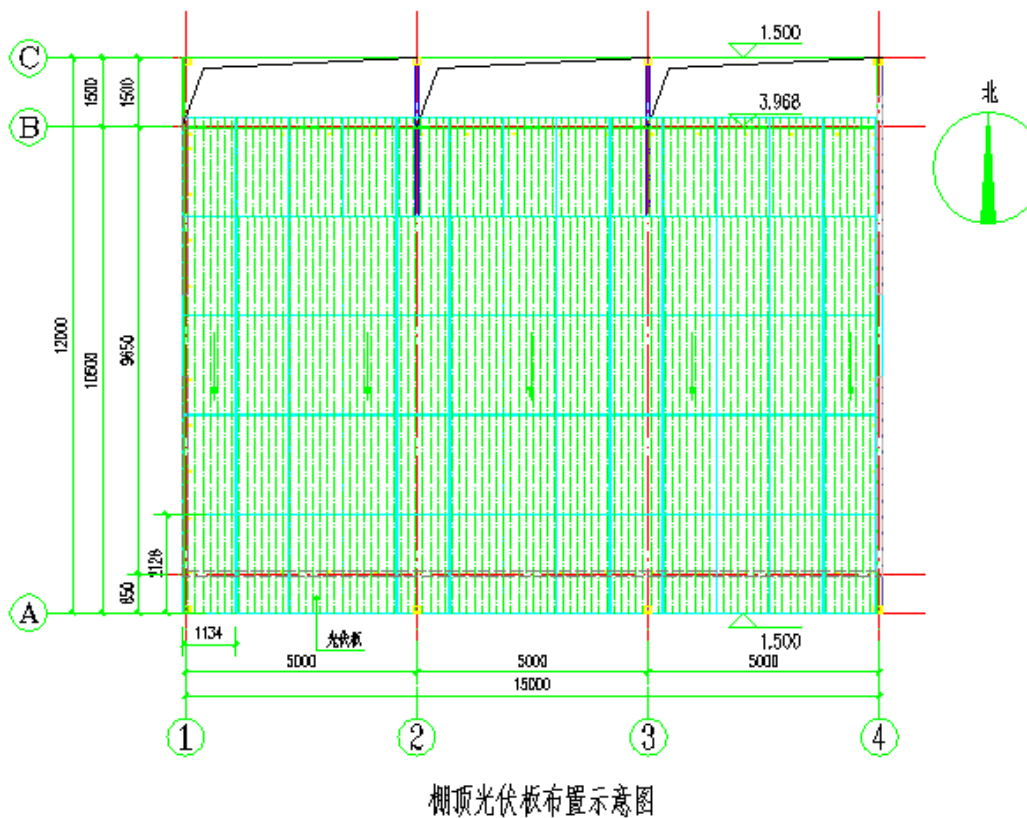
螺栓：檩条、支撑的连接采用普通螺栓，性能等级 4.8 级、6.8 级；

光伏组件阵列支架设计

在各种荷载组合下，支架应满足规范对强度，刚度，稳定等各项指标要求。设计时采用 25 年一遇风压雪压作为设计依据，确保支架系统安全、稳定。

8.3.1.2 支架结构布置

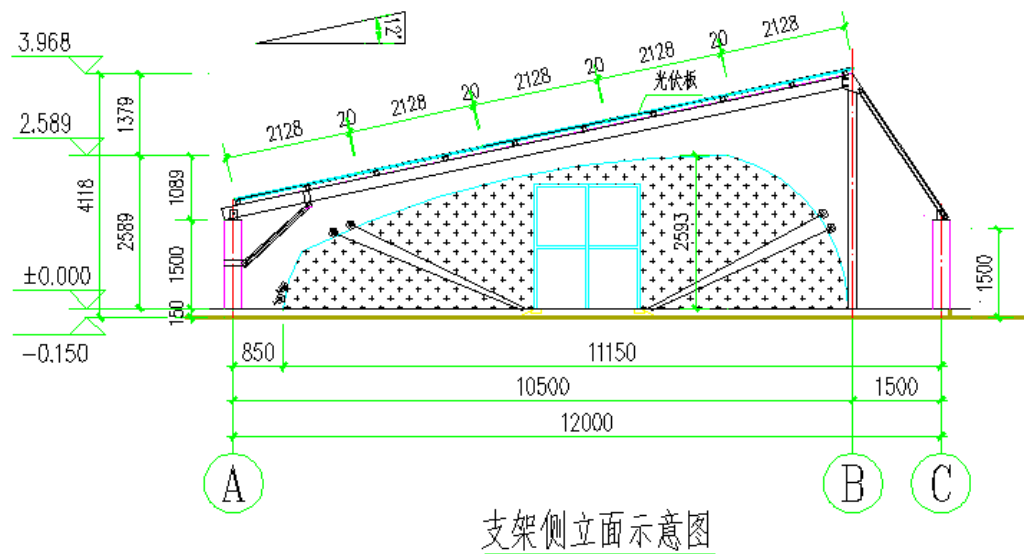
光伏组件采用固定支架排列方式布置：固定支架通过技术经济分析，结合农业种植大棚的布置，推荐采双坡不等跨方式，南坡横向布置 5 排光伏组件，单块容量为 540Wp，光伏组件尺寸为 2384×1096×35mm。单串 36 块按 2x18 块光伏组件布置(见下图所示)。



8.3.1.3 支架设计

光伏支架采用双单列柱双坡不等跨形式，组件最低点离地面不小于 1.5m。设置有两排立柱、前后斜撑，柱顶斜梁及檩条。支架与管桩基础采用刚性连接。支柱和斜撑与斜梁采用铰接连接。檩条与斜梁采用檩托铰接固定。

按照《光伏电站设计规范》要求组件钢支架主梁和柱的板厚不小于 2.5mm。组件与支架之间采用铝合金压块连接，为防止紧固件腐蚀，用于压块固定的螺栓连接件必须采用 304 号不锈钢材质，螺栓配两平一弹垫圈。其余紧固件包括螺栓、螺母、垫片等必须采用热镀浸锌工艺处理，镀锌层平均厚度不低于 55 μm 。结构形式详见下侧支架立面图所示。



8.3.2 支架基础设计

本工程为农光互补工程，光伏组件离地面不小于 1.5m，基础间距不小于 5m。根据初步的地质勘测报告，场址地区属于非湿陷性黄土地区，本场地地基土以粉质粘土为主。场地主要为农业用地，不宜现场搅拌和浇筑混凝土，也不宜使用大型碾压机械施工，建议采用预制混凝土管桩，对地表影响较小。黄土层为较软土层，静压或者锤击打桩均可，施工方便快捷。

本工程预制管桩采用 PHC 管桩，B 型，直径为 300mm，壁厚 70mm。利用直径 300mm 的钢筋混凝土管桩做为基础及地上支撑柱，管桩地下埋深暂按 4.5m 左右考虑，地上 1.5m，。因地势起伏及耕土厚度影响桩长估算为 6~7m。最终桩基承载力需要现场试验确定。从而确定最优桩长。

光伏支架斜撑与 PHC 管桩之间采用抱箍螺栓连接。斜梁与管桩之间可以利用 PHC 管桩接桩头与柱脚之间采用螺栓连接或现场焊接，充分利用管桩构件有效减少钢材用量。其余构件之间均采用螺栓连接，方便快捷。

8.4 箱逆变一体机基础设计

本工程光伏场区布置 5 台箱逆变一体机。设置 5.5 米×3 米基础 6 座，单台一体机荷重 13 吨，基础底部净空 1.8 米，基础底部留有 2m³排油坑，不设油水分分离装置，事故排油厚，现场应及时将排油抽取转运至检修场，进行专业处理。基础采用钢筋混凝土箱形基础。基础埋-2.5m，持力层为粉质粘土层，基础底部采用 500 厚素土夯实填处理，宽出基础边缘不小于 0.5m。箱变基础四周设置素土夯实散水，加强防水措施。

8.5 主要土建工程量

编号	项目	做法	数量	单位	备注
一	光伏冷棚支架及基础				
1	钢梁、柱及檩条钢材量	Q235B 型钢（镀锌）	3592	t	
2	支架管桩	预应力管桩 300mmAB 型	29220	m	单桩 4.5m, 露出 1.5m, 共 4870 根
3	钢柱基础:	C30	1558.4	m3	
4	钢扣件	Q235B 型钢	61.6	t	
设备基础					
编号	项目	做法	数量	单位	备注
一	集中式逆变升压一体机基础				
1	开挖	机械开挖	574	m3	基础埋深-2.2
2	垫层	C15	17.5	m3	单个 2.5m3
3	钢筋混凝土箱型基础	C30	112	m3	单个 16m3

9 供水及消防

9.1 光伏清洗用水

本工程光伏清洗用水不设固定管网及设施。光伏清洗可用小型机动车辆从附近居民用水点取水，进行清洗工作，也可利用现场农业大棚的用水设施清洗。

9.2 消防设计依据

《中华人民共和国消防法》

《光伏电站设计规范》 GB50797-2012

《建筑设计防火规范》 GB50016-2014（2018 年版）

《建筑灭火器配置设计规范》 GB50140-2005

《火力发电厂与变电站设计防火标准》 GB50229-2019

《电力设备典型消防规程》 DL5027-2015

9.3 消防主要设计原则

根据“预防为主，防消结合”的工作方针，并结合相关规范要求，进行消防系统的设计。设计中将考虑相应的防火措施和必要的灭火设施，以保证人身安全，确保安全运行。

9.4 消防措施

根据《建筑灭火器配置设计规范》及《光伏电站设计规范》，光伏板区域设置移动式灭火器，移动式灭火器布置在大棚外侧，区内配移动式消防爬梯四套，以便灭火时使用。

光伏区域以防火为主，光伏区周围结合产业园种植基地规划布置，设置宽度不小于10m的防火隔离带，隔离带清除杂草等易燃物，防止外围火灾蔓延至光伏区内。

光伏区张贴“禁止烟火”的警示标志，光伏区每 MW 方阵设置一定数量的消防沙，每个箱变处设置手提式干粉灭火器，消防铲、消防桶等。电站应配置兼职消防员，每日对光伏区进行消防巡查。

通过对外交通公路及进场道路，消防车可到达场区，场区内设消防通道，消防通道宽度均大于等于 4m，消防通道上空均无障碍物，满足规范要求。

9.5 施工消防

施工消防主要从以下几点进行规划，施工期间要定期进行检查。

（1）工程施工道路对外有公路相连通，道路宽度不小于 4.0m，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、布置见施工总体布置图。

（2）消防电源从施工专用 10kV 施工电源获取。施工用电电缆、电线导线截面积选择按工作电流及短路电流进行选择，并留有一定裕度。

（3）消防泵房采用非燃材料建造，设在安全位置，消防泵采用专用配电线路，引自施工现场总断路器的上端，以保证供电的可靠性。

（4）材料加工厂、设备及材料仓库和辅助加工厂等施工现场室外消火栓按每个消火栓保护半径不超过 150m 的要求配置，并配备有足够的水龙带，其周围 3m 内，没有其他杂物堆放。消防供水管路，进水干管直径不小于 100mm。消防用水量不小于 15L/s。

（5）临建区域内，每 100m² 配备 2 只 10L 灭火器。大型临时设施总面积超过 1200m²，备有专供消防用的太平桶、蓄水桶（池）、黄砂池等设施。临时木工房和木、机具间等每 25m² 配置一只种类合适的灭火器，油库、危险品仓库应配备足够数量、种类合适的灭火器。消防设施周围不堆放物品，阻塞通道。

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

本工程主要消防材料及数量：

序号	名 称	型号及规范	单位	数量	备 注
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器	3kg	具	775	配灭火器具箱 775 套
2	手提式磷酸铵盐干粉灭火器	5kg	具	12	配灭火器具箱 6 套

3	消防爬梯		套	4	
4	消防沙箱	1 立方米	套	7	每个消防沙箱附带 3 把消防铲 1 把消防斧
5	光伏区临时清洗小车		套	1	

10 施工组织设计

10.1 施工条件

10.1.1 交通条件

北京丰森源现代农业产业园中药材种植基地生态农业大棚分布布式光伏项目坐落于北京市延庆区旧县镇米粮屯村。

10.1.2 气候条件

项目位于北京市延庆区旧县镇丰森源现代农业产业园内。全区平均海拔在550米左右,年平均降水量413毫米,无霜期149天,年平均日照时数3072小时,平均气温10.5℃,年均风速3.3米/秒,属温带半干旱大陆性季风气候,具有四季分明,光照充足,雨热同季,昼夜温差大等特点。

10.1.3 主要建筑材料来源

主要建筑物材料来源充足,所有建筑材料均可通过公路运至施工现场。本工程所需的主要建筑材料为砂石料、水泥、钢材、木材、油料、砖等。均可就近采购经进场公路运至场区。

10.2 施工总布置

10.2.1 总布置原则

(1) 合理布置施工场地，使施工的各个阶段都能做到交通便捷、运输畅通，以便人流、物流能顺利到达目的地，并尽可能减少反向运输和二次搬运。

(2) 综合考虑光伏电池组件平面布置、工程量，地质条件等因素，施工区域本着满足生产需要，方便施工、便于管理的原则进行划分，尽量减少施工干扰。紧凑布置、节约用地。

(3) 由于本工程混凝土用量较少，因此施工现场不设混凝土加工厂，直接使用商品混凝土。

布置满足有关规程对安全、防火、防爆、环保的要求。

10.2.2 施工用电

施工电源从附近已有电源点以 35/10kV 电压架线接入，经变压器降压后供钢结构加工厂等生产、生活设施用电，经初步计算，本工程高峰期施工用电负荷约为 100kW。

10.2.3 施工用水

施工用水包括生产用水和生活用水两部分。因光伏电站附近无市政管网，所以生产用水和生活用水考虑就近打深井取水或利用附近水源采用运水车运水。由于场区场地地下水埋深大，定位困难，不易利用，场地及周边无泉水出露，场地区域内不具备打井取水条件，因此建议光伏电厂施工、生活用水采取外运。不考虑设置混凝土加工厂，因此施工期用水量较小，故不需在施工区附近设置施工蓄水池。施工用水可从当地农村取运至光伏场区，生活用水可通过水车从附近乡镇送水，供应施工期生活及生产用水。

10.2.4 施工总布置规划

本工程光伏阵列布置在约 468 亩范围内的农业大棚上部，相对集中，场址地势开阔，施工布置条件较好。本工程主要施工项目为太阳能电池基础工程及太阳能电池钢支架安装工程。为节约投资及便于工厂化生产管理，在施工期间集中设置一个施工生活区。在施工生活区域集中设置施工材料料堆放场、钢筋加工场，生产用办公室和生活临时住房等也集中布置在施工生活区域。

光伏电站部分施工辅助工程可充分利用当地的资源。工程所需材料可从当地采购，仅在施工区设必要的小型修配系统。场区内施工临建工程主要有综合加工厂、材料及设备仓库、小型修配间等临时生产设施和生活建筑设施。

机械修配场主要承担施工机械的小修及简单零件和金属结构的加工任务，大中型修理则委托相关企业承担。

10.3 工程征用地

本工程占地主要为光伏箱变基础，用地量极少，可利用农业用地的边角位置。

10.4 主体工程施工

10.4.1 场地平整

本项目光伏发电布置主要利用农业大棚上部空间，在规划农业大棚布置时，已经进行了必要的场地平整，对个别地势起伏较大的基础区域做小范围的场地平整即可。

10.4.2 光伏阵列基础施工及光伏阵列安装

本项目主体工程为光伏阵列基础施工及光伏阵列安装。基础采用混凝土预制管桩基础。

太阳能光伏阵列安装：

(1) 施工准备：进场道路通畅，安装支架运至相应的阵列基础位置，太阳能光伏组件运至相应的基础位置。

(2) 阵列支架安装：支架分为立柱、斜支撑、斜梁、檩条。支架按照安装图纸要求，采用镀锌螺栓连接。安装完成整体调整支架水平后紧固螺栓。

(3) 太阳能电池组件安装：细心打开组件包装，禁止单片组件叠裸，轻拿轻放防止表面划伤，用螺栓紧固至支架上后调整水平，拧紧螺栓。

箱变安装：

箱变基础混凝土平台由现场浇注，混凝土罐车运送，人工振捣。逆变开关站由汽车运至现场，用 50 吨汽车吊吊装就位，箱变出入线做好防水措施。

11 环境保护与水土保持

11.1 环境现状

11.1.1 自然环境现状

北京延庆区旧县镇现代农业产业园丰森源园区农光互补生态大棚项目建设于旧县镇丰森源现代农业产业园内，项目拟建设有机蔬菜种植大棚，并利用该农业设施上部空间铺设高效光伏电池组件，建设立体农光互补生态大棚。延庆地区属于 I 级可利用区，发展太阳能资源的前景良好。该项目位于旧县镇丰森源现代农业产业园内，纬度约 40.55°，经度约 116.043°，海拔约 550m。

旧县镇位于延庆县城东北 15 公里处，距离北京市区（德胜门）90 公里，东邻香营乡，南接沈家营镇，西连张山营镇，北与河北省赤城县接界，辖域呈不规则三角形，总面积 109.7 平方公里。旧县镇下辖 22 个行政村，29 个基层党组织，总人口 2.3 万人。全镇村址海拔均在 500 到 865 米之间，地势由北向南依次为山地、耕地、坡地和滩地，其面积各占三分之一，俗称：“北靠山，南连川，五万亩山，五万亩滩，五万亩良田”。

旧县镇气候类型属于温带，全年降水在 400 毫米左右，平均气温为 8.4℃，比北京城区低 3—5℃。景色优美、空气清新，2005 年荣膺北京市园林式小城镇称号，是北京市 42 个重点小城镇中最宜居的乡镇之一。

11.1.2 光伏电站所在地社会环境现状

米粮屯村归北京市延庆区（原延庆县）辖镇旧县镇，旧镇所辖距离县城约 15 公里。旧镇东与香营乡紧邻，南与沈家营镇接壤，西与张山营镇相连，北与河北省赤城县交界。南北最长 14.3 千米，东西最宽 13.9 千米，面积 109.7 平方千米，常住人口 2.20 万人（2011 年 11 月）。米粮屯村位于旧县镇西北 3 公里处。

11.1.3 主要环境保护目标

本项目场址占地范围内无国家、省、市及自然保护区、名胜古迹、饮用水源地及重要政治文化设施及企事业单位等环境敏感目标。根据本工程环境特点，其主要环境保护目标为周围集中居民点，但光伏组件主要利用裸地，且均村落距离尽量大于 500m。

11.2 环境标准

- 1) 《环境空气质量标准》GB3095-2012，二级；
- 2) 《声环境质量标准》GB3096-2008，3 类；
- 3) 施工期无组织扬尘排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297—1996）表 1-2 无组织排放监控浓度限值；
- 4) 厂界噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348—2008）中 4 类标准；
- 5) 建筑施工噪声排放执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523- 2011）。

11.3 环境影响分析

11.3.1 施工期的影响分析

（1）施工噪声环境影响分析

施工期噪声主要为施工机械设备所产生的作业噪声，施工机械如推土机、载重汽车、挖掘机、手风钻、混凝土搅拌机和振捣器等。建设期噪声具有阶段性、临时性和不固定性。在多台机械设备同时作业时，各台设备产生的噪声会互相叠加。根据类比调查，叠加后的噪声增值约 3~8dB（A），一般不会超过 10dB（A）。在这类施工机械中，噪声最高的为风钻，达到 81dB（A）。另外，混凝土振捣器也较高，在 80dB（A）以上。施工期间在临时施工厂区周围设置围挡，对于噪声较高机械施工禁止夜间作业。本电站场区远离市区和村民居住地，采取上述措施，可避免施工噪声对周边环境的明显影响，满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相关要求，不存在噪声干扰居民生活的问题。

（2）施工期对空气质量的影响

本工程施工期汽车尾气和地面扬尘污染可能对区域环境空气产生影响。施工扬尘主要来自光伏支架基础、箱式变、进场公路、等工程建设时施工开挖、粉状建筑材料（如水泥、石灰等）的装卸、拉运粉状材料及土石方、施工粉状材料的随意堆放和土方的临时堆存、车辆在道路上行走等过程。施工扬尘产生量主要取决于风速及地表干湿状况。若在春季施工，风速较大，地表干燥，扬尘量必然很大，将对电站周围特别是下风向区域环境空气产生污染。而夏季施工，因风速较小，扬尘较少，对区域空气环境质量的影响也相对较小。考虑本工程施工区地形开阔，施工扬尘造成的污染仅是短期的、局部的影响，施工完成后就会消失。为减少施工扬尘对空气环境的影响，采取如下防治措施：

- ①施工场地定期洒水，防止浮尘产生，在大风时加大洒水量及洒水次数。
- ②施工场地内运输通道及时清扫、洒水，减少汽车行驶扬尘。
- ③运输车辆进入施工场地低速行驶或限速行驶，减少扬尘量。
- ④灰渣、水泥等易起尘原料，运输时应采用密闭式槽车运输。
- ⑤起尘原材料覆盖堆放。
- ⑥所有来往施工场地的多尘物料均应用帆布遮盖。
- ⑦尽量采用商品（湿）水泥和水泥预制件，少用干水泥。

通过采取上述措施，可以有效抑制施工区扬尘的产生和溢散，保证施工场界外粉尘无组织排放监控浓度小于 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

（3）施工污、废水对环境的影响

工程施工生产废水主要有混凝土运输车、搅拌机和施工机械的冲洗以及机械修配、汽车保养等产生，但总量很小。施工布置较为分散，范围也较广，可用于施工场地洒水。施工期生活污水采用集中收集处理的方式，生活污水经化粪池处理达标后定期外运。

（4）施工期固体废物对环境的影响分析

施工期的固体废物主要是施工弃土石和施工人员生活垃圾。施工弃土石是一种临时性的短期行为，至工程建成投入运行而告终。因此只要加强固体废物管理，及时、安全处理施工垃圾，就不会对环境产生污染。此外还有少量建筑垃圾和弃渣，其中有部分建筑材料可回收利用，剩余部分均用汽车运走。施工期施工人员多而且较为集中，生活垃圾采用集中收集后外运至附近垃圾填埋场处理。

11.3.2 运行期的影响分析

（1）废水影响分析

光伏电站正常运行过程中，无生产废水产生，箱变事故排油由箱变基础设置的油箱暂存，由检修人员安排车辆及时把事故排油抽离现场，统一处理，不外排，不会对当地

水环境造成影响。

（2）废气影响分析

太阳能光伏发电项目本身属于利用清洁能源，发电过程无污染，是一项新型的绿色环保项目。工程建成进入运营期后，基本无废气产生。

（3）噪声影响分析

本项目运营期间噪声影响主要包括变压器等设备噪声，影响非常小。

（4）固体废弃物影响分析

运营期固体废物主要为站内值守人员日常办公、生活垃圾。生活区设垃圾桶，收集到一定程度集中清运至附近指定的垃圾填埋点。对周围环境基本无影响。

（5）光污染影响分析

光伏电池表面玻璃在阳光下反射强光，会形成一定的光污染，给生活在周围人群的生活和工作带来影响，造成一定程度上的刺眼、不舒服的感觉。本项目的晶硅板片表面涂覆有一层防反射涂层，同时封装玻璃表面已经过特殊处理，因此其总反射率很低，对周围环境基本没有光污染。

（6）景观影响分析

光伏电站建设在未利用地上，不仅不会破坏当地的自然景观，还会带来一道美丽的风景，在一片辽阔的土地上，排列有序的光伏阵列在蓝天、白云的映衬下，构成了一幅美丽的风景画。

（7）电磁辐射影响分析

光伏电站建完投运后，敏感点处的工频电场强度、工频磁感应强度和无线电干扰均能满足相应评价标准的要求。光伏电站是将光转换为直流电，并未产生电磁波，而且电站的电压等级低，升压站的电磁辐射很小，所以项目的电磁辐射对环境基本无影响。

11.4 环境效益分析

太阳能是可再生能源，是清洁无污染的能源，利用可再生能源是世界各国可持续发展战略的重要组成部分。太阳能光伏发电受到世界各国的极大关注，许多发达国家在太阳能的利用上已经初见规模，技术水平较高，发展很快。

近年来，我国经济快速增长，各项建设取得巨大成就，但也付出了巨大的资源和环境代价，经济发展与资源环境的矛盾日趋尖锐。同时，温室气体排放引起全球气候变暖，备受国际社会广泛关注，中国以煤为主的能源结构导致了我国二氧化碳的减排任重道远，中国将面临国际社会施加的更大的压力，为了在不牺牲环境质量的条件下实现经济的持续增长，改变能源的生产和消费方式，开发利用可再生能源成为我国的必然选择。通过

新能源发电代替电网中的化石燃料发电，从而减少 CO₂ 排放。本项目本身不排放温室气体，即项目排放量为零，项目的减排量就等于基准线的排放量。

本工程属于有机蔬菜光伏互补电站，光伏电站建成后，每年可为电网提供可再生的发电量电能 2517.70 万度电。按照火电煤耗每度电耗标准煤 305g，投运后每年可节约标准煤约 9458t，每年可减少 CO₂ 排放量约 25427t、SO₂ 排放量约 5.8t、氮氧化物排放量约 6.05t。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。

因此，节约煤炭资源和环境保护角度来分析，本期工程的建设具有一定的社会效益及环境效益。

11.4.1 采取环境保护措施所需投资概算

本工程用于防治环境污染的投资合计5万元。

11.5 水土保持设计

11.5.1 总则

本工程水土保持方案，遵照国家有关的法规、规定进行编制。本工程水土保持方案将光伏电站占地范围内的工程建设所引发的新增水土流失防治作为基本任务。

按照延庆地区“保护水源、改善环境、防治灾害、促进发展”的总要求，以构筑“生态修复、生态治理、生态保护”三道水土保持防线为重点，建设生态清洁型小流域，加强水土保持预防监督与监测根据电站建设和生产运行特点，本工程水土流失防治方案采用工程措施和植物措施相结合的方案，植物措施为地面的蔬果植物等，并做到与主体工程“同时设计、同时施工、同时投入运行”的三同时原则。

11.5.2 水土保持措施防治责任范围面积

本工程所在区域延庆水土流失严重，属于重点监督区和防治区。因本工程建设对区域内原地表植被、地面组成物质以及地形地貌受到扰动，失去植被的防冲、固土能力，也使自然稳定受到破坏，可能产生冲刷、跨塌现象，增加新的水土流失，所以必须采取相应的水保措施，防止水土流失。

11.5.3 工程建设造成的水土流失危害及防治措施

11.5.1.1 生态环境影响和水土流失分析

本工程施工过程将进行土石方的挖填，包括施工检修道路、基础、升压站基础施工及场内输电线路的施工等，一方面在规划位置要铲除现有地表植被，进行基础挖掘和砼浇筑；另一方面，各种机械和人员的活动也会对地表植被造成破坏，引起土壤侵蚀及水土流失。场区施工建设在一定程度上改变了原有的野生动物栖息环境，会对野生动物活动有一定影响。

（1）施工期生态环境影响

①对植被的影响

场区施工期，由于各项基础设施建设，如场地平整、基础开挖、电缆铺设、作业道路的修整，以及设备安装、材料运输等人为活动，将会造成施工区域内的植被和野生生物栖息环境的破坏，影响区域内的植被覆盖度与植物群落组成和数量分布，使区域植物生产能力降低。

②对野生动物及其栖息地的影响

施工期各项基础设施建设活动，惊吓和驱赶区域内野生动物，破坏了施工区域内的自然植被，使野生动物失去部分觅食地、栖息场所和活动区域等生境，将对野生动物的生存环境产生不利，导致一些啮齿动物数量减少和野生动物栖息地环境破坏。此外，施工过程中人为干扰如滥捕乱猎等现象增多，将会直接危害这一地区的某些野生动物种群，使其数量减少。主要危害的是啮齿动物和鸟类等。

③对土壤的影响

由于在建设过程中取土、取砂石、挖掘、开挖地表等造成的不同区域地表破坏，不同程度地破坏了区域土壤结构，降低土壤养分含量，从而影响植物生长。此外，施工中机械碾压、人员践踏、土体翻出堆放地表等，也会造成一定区域内的土壤板结，土壤生产能力降低。

各项基础设施建设活动将不可避免地破坏自然植被和原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，在本区强劲风力作用下，造成土壤风蚀沙化。

（2）运行期生态环境影响

①对植被的影响

由于工程所用地均为裸地，植被稀疏，没有国家规定的保护物种，而这种改变不会造成物种的灭绝。

②野生动物及其栖息地

本期电站建成后，改变了部分野生动物的栖息环境，减少了原有野生动物栖息与活动范围，迫使一部分野生动物迁往其他地方。同时，由于人类活动增多，将会干扰周围的自然环境，影响野生动物栖息地和活动场所，对周围的野生动物会产生一定的不利影响。

③景观

光伏组件位于山地中部，受周边地势遮挡，对周边村落居民影响较小。

11.5.1.2 防治措施

电站施工期采取的主要生态保护措施为：

1、水土流失防治与植被恢复措施：减少开挖和堆土石方面积，缩短新土暴露时间，减轻土壤侵蚀危害。

2、施工检修道路修筑、集电线路敷设时，如遇植被应适当绕让，尽量减少因施工造成的植被破坏。

3、升压站和综合楼四周在不影响输电前提下应栽植适地树种和区内野草，恢复部分植被，美化环境。

4、光伏组件周围设置围栏，除检修道路外应种草恢复植被。

5、场内检修道路两侧应按实际情况，采取植树绿化，种草恢复植被。

6、施工期的临时多余土石方和少量矸渣用于路基填筑，填筑剩余的选择合适沟坑堆置，并在其上覆土种植适地草。

采取以上生态保护和水土保持措施后，可以有效减轻工程施工对评价区的生态影响，减小施工造成的土壤侵蚀，使本工程对生态环境的影响和工程造成的土壤侵蚀影响减少到最小。

电站运营期采取的主要生态保护措施为：

1、基础设施建设完成后，光伏板下种植蔬菜有绿化恢复植被，美化环境的作用，同时可起到防风固沙的作用。

2、妥善处理生活垃圾，不得随意丢弃。

3、加强员工的生态环境保护意识方面的教育，爱护一草一木，使生态保护成为每个员工是自觉行为。

11.5.1.3 植被恢复措施

- 临时征用地若经过环境敏感地带时，尽量采取绕避。在施工中应尽量减小对湿地的开挖面，避免切割、阻挡地表、地下径流的排泄，且施工废料应弃于湿地之外。在施工结束后进行自然植被的恢复，保护其特殊生态功能。

- 设计中应加强土石方的调配力度，进行充分的移挖作填，减少取土场的设置和弃土弃渣量。对工程弃渣的选择地势低洼、无地表径流、植被稀疏的地方堆置。工程弃渣应严格遵循“先挡后弃”原则，弃渣完毕后对其进行防护。

- 合理规划、设计施工便道及便道宽度，并严格划定施工范围和人员、车辆行走路线，各种机械和车辆固定行车路线，以保证周围地表和植被不受破坏。合理规划施工便道、施工场地和施工营地，纵向便道充分利用既有路基；并避开环境敏感地区。

11.5.4 水土保持的投资概算

本期工程的水土保持工程的专项资金投入约为 8 万元。

11.5.5 水土保持的评价与结论

综上所述，本项目的建设对当地自然环境，水土保持不良影响极小，并且光伏电站建设本身就是一项环保项目，因此，该项目从环境保护角度可行。

11.6 评价结论与建议

太阳能资源为清洁的可再生能源，本工程建成运行后，对当地社会经济发展具有较大的促进作用，其经济效益、社会效益和环境效益明显。本期工程的建设对当地水环境、大气环境很小或无影响，对声环境和生态环境等的影响均可通过采取相应环保措施及环境管理措施可降低到最小。

综上，从环境保护角度来看，无制约本工程建设的环境问题，工程建设是可行的。建议该项目施工结束后，种植蔬菜，菌类等，有绿化作用。

12 劳动安全与工业卫生

12.1 编制依据、任务与目的

12.1.1 编制依据的法律法规

《中华人民共和国安全生产法》
《中华人民共和国消防法》
《中华人民共和国劳动法》
《中华人民共和国职业病防治法》
《建设工程安全生产管理条例》
《使用有毒物品作业场所劳动保护条例》
《危险化学品安全管理条例》
《安全生产许可条例》
《中华人民共和国爆炸物品管理条例》
《工伤保险条例》
《特种设备安全监察条例》
《国务院关于特大安全事故行政责任追究的规定》
《电力生产安全规定》
《建设施工安全检查标准》

12.1.2 技术规范与标准

1) 工程设计应考虑劳动者在劳动过程中的安全与卫生等因素；可行性研究报告阶段，应有劳动安全与工业卫生的专项文件，阐述安全与卫生的设计原则、设计方案和措施，并做出论证评价；招标设计和施工图设计阶段，应对安全与卫生各项设施和措施予

以落实。

2) 扩建和改建工程设计时,对原工程项目中的劳动安全与工业卫生状况进行评述,并提出改进方案。

3) 工程设计中所选用的设备和材料均符合国家现行的劳动安全与工业卫生有关标准的规定。

4) 从国外引进的设备,应从本规范提出安全卫生设施和技术装备的要求,对达不到要求的部分应由国内设计配套。

5) 在有关场所应设置安全标志。安全标志的制作、几何图形及颜色等应符合 GB2894《安全标志》的要求。

12.1.3 劳动安全与工业卫生设计任务和目的

1) 对工程投产后在生产过程中可能存在的直接危害人身安全和身体健康的各种危害因素进行确认,提出符合规范要求和工程实际的具体防护措施,以保障光伏电站职工在生产过程中的人身安全、身体健康等要求,同时确保建筑物和设备本身的安全。

2) 对施工过程中可能存在的主要危害因素,从管理方面对业主、工程承包商和工程监理部门提出安全生产管理要求,为业主的工程招标管理、工程竣工验收和电站的安全运行管理提供参考依据,确保施工人员生命及财产的安全。

12.2 工程概述与光伏电站总体布置

12.2.1 工程概述

米粮屯村隶属延庆县旧县镇,北有太安山自然保护区,南有香龙路,东临烧窑峪村,西临龙庆峡景区。

12.2.2 电站总体布置

本工程为光伏工程,光伏组件布置应遵循以下几个原则:

- 1) 充分利用山体的缓坡区域,合理布置光伏组件;
- 2) 尽量集中布置,便于管理;
- 3) 考虑运输和安装方便,力求电力电缆长度较短。

12.3 劳动安全与工业卫生主要危险、有害因素分析

12.3.1 施工期主要危险、有害因素分析

1) 开挖作业

基坑开挖出的土石应尽量远离基坑堆放。基坑周边在夜间应设置醒目标志,以防止跌落。

存在的潜在危害因素有:放坡不够、无证驾驶挖土机、夜间无红色警示灯、违反操作规程、开挖土石方堆放距离过近等。

2) 用电作业

施工过程中不可避免用电量大，易引起触电、火灾等事故。

3) 天气因素

应特别注意天气情况：如冰雹、大风、地震、结冰等。

12.3.2 运行期主要危险、有害因素分析

1) 电站内有大量的高、低压带电设备，需防止触电伤害。

2) 升压站内燃油、润滑油等及电气设备等均易引起火灾，故需防火、防爆。

3) 运行期，在寒冬季节应注意防寒、防冻，确保维修人员的安全。

4) 对运行管理和维修工人必须进行安全教育和上岗职业教育，由专业人员进行。

12.4 劳动安全与工业卫生主要对策措施

12.4.1 施工期的主要对策措施

12.4.1.1 防止高处坠落、物体打击

登高作业人员必须严格戴安全帽，系具有动能释放的安全带，穿防滑鞋及紧身工作服；六级以上大风、暴雨、雷电、雪雾灯恶劣天气应停止高处作业；加强登高作业人员的安全教育、培训、考核，严禁违章；必要时设置作业专职监护人员，对作业人员进行监护和提醒。

起重设备按规定进行检查、检测、保持完好状态；起重作业人员要持证上岗；高空作业区下方应设围栏，并在醒目处明示不许无关人员入内，不在起重或高空作业处行进或逗留。加强对职工进行有关的安全教育。

12.4.1.2 防止起重伤害

定期检验特种设备，且特种设备作业人员及管理人员应取得安全监督管理部门相应的资质证书，作业中需严格遵守特种设备操作规程，严禁吊物从人头顶经过或人从吊物下经过；严禁超载、斜吊、不鸣铃等违章作业；不得使用不合格吊索，起重处必须有衬垫，定期检查钢丝绳、吊钩等重要零部件，严禁使用有裂纹的吊钩和损坏的起吊绳。

12.4.1.3 防跌落伤害

相应工作人员经国家安全管理部门的考核合格后持证上岗，严格执行操作过程，基坑开挖工程要严格按照设计要求进行放坡，并采取必要的支护措施。基坑开挖出的土石应尽量远离基坑堆放。基坑周边在夜间应设置醒目标志，以防止跌落。加强对职工进行有关的安全教育。

12.4.1.4 防电伤

检修、生活电源均应加装剩余电流动作保护装置并定期试验，保证电气设备接地可靠、电阻合格；施工期间应将所有电气设备及其电气接线用耐火材料保护完好，防止触

电并确定楼梯、门符合疏散要求。强化安全管理、提高员工自我保护意识。

12.4.1.5 防天气因素造成伤害

在安装时，应选择在良好的天气情况下，下雨或风速超过 10m/s 时不允许安装光伏组件。夜间土建施工作业时必须配备足够的照明，遇有大风、大雾、大雪等恶劣天气时，应停止露天的土建施工。

12.4.2 运行期的主要对策措施

12.4.2.1 防火防爆

1) 工程防火设计

消防设计将结合考虑灭火设施、电缆防火等系统。具体措施方案详见第八章—《消防设计》。

2) 工程防爆安全设计

主变压器等都设有泄压装置，布置上将泄压面避开运行巡视工作的部位，以防止在设备故障保护装置失灵，通过泄压装置释放内部压力时，伤害工作人员。

12.4.2.2 防电气伤害

1) 电气设备的布置均满足《高压配电装置设计规程》(DL/T5352)规定的电气安全净距要求。

2) 建筑物屋顶设置避雷带。

3) 变电站设有接地网，其接地电阻，接触电势和跨步电势均符合《交流电气装置的接地》(DL/T621)的要求，能确保设备及操作人员的人身安全。

4) 对于误操作可能带来人身触电或伤害事故的设备或回路均设置了电气连锁装置或机械连锁装置以确保安全。

5) 所有高压开关柜均具有五防功能即：

- (a) 防带负荷分、合隔离开关；
- (b) 防误分、合断路器；
- (c) 防带电挂地线、合接线开关；
- (d) 防带地线合隔离开关和断路器；
- (e) 防误入带电间隔。

6) 工作照明及事故照明设计中的各工作场点的照度均满足《建筑照明设计标准》的要求，危险场所得照明灯具均采用防爆型，中控继保室等重要工作场所设有事故照明，正常工作时由交流电源供电，当交流系统故障时能自动切换到由直流系统逆变成的交流电源供电；生产楼内主要疏散通道、楼梯间及安全出口处，均设置疏散指示标志。

7) 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 30℃；

运行人员不经常触及的部位不大于 40℃；运行人员不触及的部位不大于 65℃，并设有明显的安全标志。

8) 用电作业存在的潜在危害因素有：无漏电保护、无证操作、设备漏电、电弧光、电焊作业未带防护用品、一闸多机、线路破损、未采取防护措施，线路绝缘破损、设备供电不符、雷雨天放电等潜在危害因素，必需避免。

12.4.2.3 防机械伤害、防坠落伤害

根据《生产设备安全卫生设计总则》、《机械防护安全距离》、《机械设备防护罩安全要求》、《防护屏安全要求》等有关规定：

1) 加强生产场所和检修场等的机械设备的防机械伤害措施，所有外露机械部件均设有安全防护罩，机械设备设有必要的闭锁装置。

2) 所有设检修起吊设施的地方，设计时均留有足够的检修场地、起吊距离，防止发生起重伤害。

3) 在光伏电站运行检修中，加强安全观念，严格遵守安全操作规程。

12.4.2.4 防洪、防淹设计

1) 升压站建设选择地势较高处，区域内地面设有排水设施。

2) 通向厂区建筑物外部的各种管沟、通道、电缆沟设置相应的防洪措施。

3) 机械排水系统的水泵管道在排水管道上设置逆止阀。

4) 防洪设施设有两个独立电源供电，任一电源均应满足工作负荷的要求。

12.4.2.5 防噪声及防振动

采用以计算机为基础的全厂集中监控方案，并设置图像监控系统，因而少量的值守人员的主要值守场所布置在综合楼的中控室内，其噪声均要求根据《工业企业噪声控制设计规范》(GBJ87) 的规定，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、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。中控室等主要办公场所选用室内机噪声值小于 60dB 的空调机，并采取必要的减振措施。

12.4.2.6 温度与湿度控制

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。

12.4.2.7 采光与照明

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，照明系统设正常工作照明和事故照明两部分。重要场所除正常工作照明外还设置事故照明。

各楼层，根据《建筑照明设计标准》的规定，选择适合的灯具，合理布置灯源。

12.4.2.8 防电磁辐射

场址周围没有居民点等敏感目标，因此，产生的电磁场不会对环境产生不利影响。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。

12.4.2.9 防雷击

1) 建筑屋顶设避雷带，其它设施可靠接地等措施作为防直接雷保护。

2) 按《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》（DL/T620）要求，做好防雷设计，如避雷器配置、避雷针、避雷线、避雷带、接地引下线及冲击接地等，并严格进行工程防雷措施的安装质量验收。

3) 多有电气设备和线路的选型、安装必须符合设计规范的安全要求。

4) 对低压和弱电设备采用可靠设备的防雷保护装置。

12.5 劳动安全与工业卫生机构设置、人员配备及管理制度

12.5.1 劳动安全与工业卫生机构的设置和人员配备

安全卫生管理机构，须和整个光伏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，以保证光伏电站顺利运行，达到安全生产的目的。

设置安全卫生管理机构，由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、培训和管理的工作；在生产部门确定安全员，负责日常的劳动安全。安全管理机构的设置：施工期间专职安全监察人员 1 人、兼职安全监察人员 3 人。运行期间兼职安全监察人员 1 人。

12.5.2 劳动安全与工业卫生的管理制度

12.5.2.1 高空作业管理制度

为消除高处作业的危险性，施工单位应针对承建的工程项目的特点，在编制施组及施工方案时有针对性地编制本项目所涉及到的高处作业的各项安全技术措施，并由技术负责人逐级向作业班组做好安全技术交底。

施工负责人对高处作业所用设施、设备及个人防护用品齐备且符合安全标准要求方可作业。

严格执行作业人员身体检查制度，凡患有心脏病、高血压、精神病、癫痫病、眩晕等不适合高处作业人员，均不可从事高处作业。

对从事高处作业人员，必须经过专业技术和安全技术培训，经考试合格发给岗位证书后，再持证上岗。

加强个人防护，从事高处作业的人员作业时着装要符合规定要求，上衣应采用紧身工作服，即袖口、下摆、中腰有调节的纽扣和腰带，下衣裤脚应裹紧；脚下穿软底防滑鞋，作业时要戴好安全帽，系好帽带，并系好安全带。

高处作业必须设置安全防护网，并要保证安全防护设施完善健全，安全标志齐全醒目，对安全防护设施和安全标志不得毁损和擅自移位拆除。

在高空作业中，根据作业区域的气候和环境，采取可靠的防滑防寒和防冻安全措施，必要时还需安置避雷装置，并定期或不定期随时专人检查安全防护设施情况。

12.5.2.2 消防管理制度

为了预防火灾和减小火灾危害，保护职工人身安全和企业财产安全，保证变电站安全生产，根据《中华人民共和国消防条例》和电力工业“安全第一”及消防工作“预防为主”的方针，变电站成立以所长为第一责任人，各站队负责人和专职安监员，义务消防队员共同负责的义务消防队，负责全所的防火安全。

防火重点部位是指火灾危险性大、发生火灾损失大、伤亡大、影响大(简称四大)的部位及场所，对变电站而言，一般指仓库、控制室、档案室、变压器、电缆间及隧道、蓄电池室、易燃易爆物品存放地以及单位主管认定的其他部位和场所。

(a)防火重点部位或场所应建立防火检查制度和防火岗位责任制，落实消防措施。即该防火重点部位有专人负责，有灭火方案，有计划，有组织，有记录地进行防火检查，发现火险隐患应立案限期整改。

(b)防火重点部位应有明显标志，并在指定地点悬挂特定的标志牌，内容包括：防火重点部位名称、场所负责人及防火责任人。

(c)防火重点部位或场所如需动火工作时，必须执行动火工作票制度。

12.5.2.3 防电气伤害管理制度

严格执行《电业生产安全工作规程》和《电气线路操作票和工作票制度的补充规定》，对其制度和有关操作规程进行定期考试，考试成绩纳入岗位晋升的依据之一。

认真执行交接班制度，值长、班长发布命令时要清楚、详细、规范，操作人员对操作任务内容要做到清楚明确，并熟悉当时系统运行方式。

认真执行操作监护制度，必须由两人执行的倒闸操作，禁止在无人监护下进行操作。并做到操作前三秒思考，复诵无误后进行操作。规范操作程序，使用规定的双重编号。

在操作中严禁漏项、添项、跳项，不得同时进行多项操作。操作中发生疑问应立即停止操作，不得擅自更改操作票，查明原因后方可继续进行，必要时重新填写操作票。

加强电气防误闭锁装置管理，严格执行《防误闭锁管理制度》，对防误闭锁装置定期进行维护检查，保证其完好投入率 100%。操作中应正确使用电锁，认真执行防误闭

锁管理制度的有关内容，任何人不得使用解锁钥匙，确实需使用的操作，须经二级批准后方可使用，并认真核对设备名称、编号应与操作票相符。

专业管理人员应经常性地跟班进行重大操作再监护，发现习惯性违章现象立即纠正，规范操作行为，及时掌握操作中存在的问题，及时进行处理。

坚持进行每月的“两票”分析总结工作，对存在的问题进行展览，开展针对性的技术培训活动。

加强班组培训管理工作，定期进行岗位培训，定期进行反事故演习。通过加强岗位培训，提高各岗位判断、分析、正确处理事故的能力。使各岗位技术水平有大的提高。

严格执行工作票管理制度，杜绝无票作业。

制定防误工作考核制度，促进防误工作规范化。

总结事故教训，做好事故预想，在事故处理时做到正确、果断、迅速。

每年针对电气防误操作，定期进行岗位规范模拟操作考试，并组织学习有关电气防误操作的制度、学习资料和安全通报。

做好特殊方式下的安全措施，对特殊方式的要求做到人人皆知，班组应组织开展各类故障下的事故预想，一旦发生故障，能尽快正确处理恢复，不盲目操作，不扩大故障。

牢固树立安全第一的思想，增强安全工作的责任心，熟悉设备紧停规定，并能正确执行。杜绝各类违章表现。

严肃运行岗位职责，严禁未上岗人员进行操作。

12.5.2.4 职业卫生管理制度

光伏电站异常的高温、低温环境下作业，要配备全面的个人防护用品。

12.6 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，对光伏电站的突发事件，应有一个系统的应急救援预案。应急救援预案须在光伏电站投产前经有关部门的审批。预案应对光伏电站在运行过程中出现的突发事件有一个较全面的处理手段，在事故发生的第一时间内及时做出反应，采取措施防止事故的进一步扩大并及时向有关领导汇报，在事故未查明之前，当班运行人员应保护事故现场和防止损坏设备，特殊情况例外（如抢救人员生命）等。

12.6.1 事故应急救援预案的制定原则

遵循“安全第一，预防为主”为方针，坚持防御和救援相结合的原则，以危急事件的预测、预防为基础，以对危急事件过程处理的快捷准确为重点，以全力保证人身、电网和设备安全为核心，以建立危急事件的长效管理和应急处理机制为根本，提高快速反应和应急处理能力，将危急事件造成的损失和影响降低到最低程度。

12.6.2 事故应急救援预案的基本要求

光伏电站生产安全是“人——机——环境”系统相互协调、保持最佳“秩序”的一种状态。事故应急救援预案应由事故的预防和事故发生后损失的控制两个方面构成，其原则是“以防为主，防救结合”。

在编写预案时，应分类、分级制定预案内容，上一级预案的编制应以下一级预案为基础。其基本要求是：具体描述可能的意外事故和紧急情况及其后果；确定应急期间负责人及所有人员在应急期间的职责；确定应急期间起特殊作用的人员（如消防员、急救人员）的职责、权限和义务；规定疏散程序；明确危险源的识别及其处置的应急措施；建立与外部应急机构的联系（消防部门、医院等）；定期与安全生产监督管理部门、公安部门、保险机构及相邻生产经营单位的交流；做好重要记录和设备（如装置布置图、危险物质数据、联络电话号码等）的保护。

12.6.3 事故应急救援预案的主要内容

应急预案是针对可能发生的重大事故所需的应急准备和应急行动而制定的指导性文件，其核心内容应包括：对紧急情况或事故灾害及其后果的预测、辨识、评价；应急各方的职责分配；应急救援行动的指挥与协调；应急救援中可用的人员、设备、设施、物资、经费保障和其他资源，包括社会 and 外部援助资源等；在紧急情况或事故灾害发生时保护生命、财产和环境安全的措施；现场恢复。其他，如应急培训和演练规定，法律法规要求，预案的管理等。

预案应对光伏电站在运行过程中出现的突发事故有一个较全面的处理手段，在事故发生的第一时间内及时做出反应，采取措施防止事故的进一步扩大并及时向有关领导汇报，在事故未查明之前，当班运行人员应保护事故现场和防止损坏设备，特殊情况例外（如抢救人员生命）等。

12.6.4 制定事故应急救援预案的项目

根据工程生产特点、危险因素情况，分析该工程可能发生的重特大事故类型、事故发生过程、破坏范围及事故后果，确定需要编制应急救援预案的类型。

建议该工程对以下重特大事故编制应急救援预案：

防火、防触电事故预案、电气误操作事故预案、继电保护事故预案、变压器损坏和互感器爆炸事故预案、开关设备事故预案、接地网事故预案等事故预案。

施工期爆破及火工器材管理、施工区内运输、施工及检修期大件吊装、高空作业、交叉作业等危险点的安全生产事故应急救援预案。

12.7 专项工程设备表和投资概算

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将安全专项资金投近来，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。

采取安全技术措施所需投资概算约 5 万元。

12.8 预期效果评价

对于噪音、高温以及高空等不良作业环境对作业人员的伤害，在采取了综合性预防措施后，可使潜在的有害因素危害降低到最低程度，作业人员的职业健康的到了保障。

12.9 存在的问题和建议

1) 安全生产是个永恒的话题,在执行过程中往往会被执行者忽视,得不到生产者的足够认识,习惯性违章得不到控制,使生产过程中人为的不安全因素加大,甚至导致事故的发生。加之生产管理者对安全生产的理解较为肤浅,对安全生产的投入资金不能落到实处,影响安全设施的建设和投入,都将给安全生产带来极大的隐患。

2) 针对上述问题首先要加强对生产管理者及生产人员的安全意识教育,提高安全意识,作到人人要安全,将安全设施的投入落实到位,加强安全设施的建设和投入。从人的不安全因素和物的不安全状态两个方面严格控制不安全状态,将不安全的因素源头控制住,使劳动生产在安全的氛围下进行,这样才能确保投资方的利益得到保证。

13 节能降耗

太阳能光伏电站按工程建设划分一般可分为五部分,即:光伏电池组件、系统工程、光伏电站总体规划、变电工程、线路工程。光伏发电设备由投资方招标采购,光伏发电技术已较成熟稳定,光伏组件设计时已考虑节能降耗。太阳能光伏电站节能降耗将围绕系统工程、电站总体规划、变电工程、线路工程展开。

13.1 系统工程

减少电网投资，减少输电损耗。

电力从光伏电站送至用户过程中，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。

北京丰森源现代农业产业园中药材种植基地生态农业大棚分布式光伏项目系统送出工程贯彻了节能、环保的指导思想，工程设计中已考虑光伏电站建设规模、地区电网规划、光伏发电有效运行小时数较低等情况，本电站送出电压等级暂定为 35kV，并网电压等级高，避免低电压长距离传输所带来的高损耗。

总之，本光伏电站系统送出工程的建设，结合了太阳能发电特点，节省了电网投资，一定程度上增强了区域供电能力，降低了电网运行的网损。

13.2 电站选址及电池组件布置

电站选址考虑以下原则：太阳能资源要丰富；对外交通运输条件要好；地形、地貌要符合电站的建设条件。本项目属于农光互补，选址满足原则要求。

电池组件布置考虑以下因素：尽量集中布置、视觉上要尽量美观；能充分利用太阳能。

采取上述原则可提高光伏电站发电效益，减少占地面积，充分利用土地，在同样面积的土地上安装更多的光伏电池组件；其次，集中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。

13.3 电站道路规划

本电站占地面积较小，电站内施工检修道路不长，考虑到施工检修道路与农业大棚项目劳动道路相结合。采取上述措施将极大的节省施工道路造价，达到节能降耗目的。

13.4 电气部分

优化设计，减少占地面积，节省材料用量： 主要措施如下：

（1）降低子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。

（2）有效减少电缆使用量、减少导体的截面，在有效降低电缆使用量的同时，达到降低电能损失的目的。

13.5 土建部分

站区设计的合理与否关键在规划，在本光伏电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光伏电站集电线路、光伏电站送出线路的分布。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。

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。

13.6 线路工程

光伏电站线路工程主要包括光伏电站送出线路和光伏电站集电线路。

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、基础设计等几个方面采取措施。

路径方案

送电线路路径的选择是线路设计的关键，其优与劣、合理与否，直接关系到工程造价的高低，关系到工程质量、方便施工、运行安全等综合效益，因此设计对此项工作高度重视，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。

导线选型

结合光伏电站有效运行小时数较低、光伏电站建设规模，并考虑当地气候特点选择合适的导线型号。

光伏电站集电线路电压等级的选择，通过集电线路负荷距，以及经济输送容量的计算，求得线路造价最低并且线路损耗以最低，推荐采用 35kV 电压等级。

13.7 小结

本工程技术方案和设备、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，并能够适应光伏电站建设规模和地区电网的发展。本工程的设计中严格贯彻了节能、环保的指导思想。

14 工程设计概算

14.1 编制说明

14.1.1 项目概况

本项目场址于北京市境内，总装机容量 20MWp。依据北京市 2022 年一月份价格水平

计算，工程静态投资 11428 万元；建设期贷款利息 49.66 万元，单位千瓦静态投资 5714 元/kW，建设工期为 3 个月，利用小时数为 1400h。

14.1.2 编制原则及依据

依据国家、行业现行的有关文件规定、费用定额、费率标准等，按北京市2022一月份价格水平编制。

①《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T 32027-2016)；

②《光伏发电工程概算定额》(NB/T 32035-2016)；

③《关于调整水电工程、光伏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》（可再生定额[2019]14号）；

④《国家计委、建设部关于发布〈工程勘察设计收费管理规定〉的通知》（计价格〔2002〕10号）及相应释义的规定；

⑤《光伏发电工程勘察设计的计算标准》(NB/T 32030-2016)；

⑥根据财政部财综[2010]98号文发布的《关于统一地方教育附加政策有关问题的通知》，地方教育费附加为2%；

⑦主要消耗性材料按照北京2022年一月份信息价计列，装置性材料按近期市场同类价格或按照电力建设工程装置性材料预算价格计列；

表 14.2 主要材料预算价格表

名 称	单 位	预算价格
钢材	kg	4.8
砂	M ³	200
商品混凝土C30	M ³	445
商品混凝土C40	M ³	455
碎石	M ³	170

⑧光伏板按1.85元/W_p计列。其余设备参考近期同类工程合同价计列；

⑨其他费用按照国家能源局发布光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T 32027-2016)计取；

⑩基本预备费按1.5%计列，价差预备费根据国家计委计投资（1999）1340号文精神，工程总投资中暂不计列。

14.2 工程概算

14.2.1 工程总概算

工程总概算表

单位：万元

序号	项目名称	设备购置费	安装工程费	建筑工程费	其他费用	合计	占投资额(%)
一	设备及安装工程	4084	1815			5898	51.62
1	发电场设备及安装工程	4084	1815			5898	
二	建筑工程			4045		4045	35.40
1	发电场工程			4026		4026	
2	消防工程			9		9	
3	其他工程			10		10	
三	其他费用				435	435	3.81
1	项目建设用地费用				37	37	
2	项目建设管理费				336	336	
3	生产准备费				13	13	
4	勘察设计费				25	25	
5	其他				24	24	
	一至三部分投资合计	4084	1815	4045	435	10379	90.82
四	送出工程					495	
五	升压站	1064				385	
六	基本预备费					169	1.48
七	工程静态投资	4084	1815	4045	435	11428	100
八	建设期利息					49.66	
九	流动资金					40	
十	工程总投资					11517	
	单位千瓦静态投资 (元/千瓦)					5714	
	单位千瓦投资(元/千瓦)					5759	

14.2.2 安装工程概算

安装工程概算表

编号	设备及安装工程	单位	数量	单价（元）			合计（万元）		
				设备费	安装费	主材费	设备费	安装费	主材费
							4083.76	351.53	1463.19
1	光伏电站设备						3700.00	118.00	
	光伏电池组件 单晶硅 单片功率540Wp	kWp	20000	1850	59		3700.00	118.00	
2	汇流及变配电设备及安装						362.50	10.75	
	汇流箱 1500V 20~24 路	台	76	5000	770		38.00	5.85	
	35kV 逆变器-箱变一体机 3125kW 组串式逆变器	台	5	7250.00	21500.0		362.50	10.75	
3	集电线路							93.80	625.96
	光伏专用电缆 PV1-F-0.6/1kV-1*4mm ²	km	204		2200	2980		44.88	60.79
	光伏直流电缆连接器 MC4 插头	只	1449		50	22		7.25	3.19
	ZRC-YJV22-1.8/3kV-2×240	km	14		28000	380500		39.20	532.70
	电缆埋管 镀锌钢管 Φ25	t	13.5			9542			12.88
	pvc 埋管	km	65			120			0.78
	电缆警示桩	个	1952			80			15.62
	有机防火堵料	t	0.625		22000			1.38	
	防火涂料	kg	500		22			1.10	
4	接地							34.24	66.67
	黄绿接地线	m	27608			3.5			9.66
	水平接地体 镀锌扁钢 (-40×4) mm	m	28000		7.5	20.358		21.00	57.00
	垂直接地极 50×5 镀锌角钢 L=2500mm	根	330		280			9.24	
	接地检查井	套	2		20000			4.00	
5	电气二次设备						20.36	7.88	11.85
	光伏发电监控系统	套		80000	1152				

	光纤接线盒	台	10	300.0 00	229.2 4		0.30	0.23	
	环网交换机	台	5	4000 0	200.0 00		20.00	0.10	
	光纤接续盒	台	2	300. 0	229. 2		0.06	0.05	
	通信光缆 ZC-DJYVRP22-2×2×1.0	km	15		5000	7500		7.50	11.2 5
	移动式对讲机	对	3			2000			0.60
6	集电线路						0.90	86.5 7	758. 72
	35kV 铜芯电缆 ZRC-YJV22-26/35-3×240	m	1000 0		47.60	703		47.6 0	703. 00
	35kV 铝芯电缆 ZRC-YJLV22-26/35-3×70	m	1800		36.83 7	102		6.63	18.3 6
	35kV 铝芯电缆 ZRC-YJLV22-26/35-3×150	m	100		36.83 7	143		0.37	1.43
	35kV 铝电缆头三相 3×70	套	10		2000	4500		2.00	4.50
	35kV 铝电缆头三相 3×150	套	2		2000	4500		0.40	0.90
	35kV 铜电缆头三相 3×240	套	2		2000	5500		0.40	1.10
	电缆分支接头箱	台	2	4500	2500		0.90	0.50	
	电缆埋管镀锌钢管 φ 100	米	100		100			1.00	
	通信光缆 GYTA53-24B1, 24 芯	km	10			7500			7.50
	直埋挖土	项	1		2142 00			21.4 2	
	直埋用方砖 300×150mm	m2	1785		35	75		6.25	13.3 9
	直埋用沙	m3	446. 25			170			7.59
	电缆警示桩	块	119			80			0.95
7	其他设备及安装工程							0.30	
	系统调试费	项	1		3000			0.30	

14.2.3 建筑工程概算

建筑工程概算表

编号	工程或费用名称	单位	数量	单价（元）	合计（万元）
	建筑工程				4045.24
一	发电场工程				4026.24
1	场地平整				115.50
	土方开挖	m3	55000	9	49.50
	土方回填	m3	55000	12	66.00
2	光伏支架基础工程				3850.34

	预应力管桩 300mmAB 型	m	25260	171	431.95
	钢材 Q235B 型钢	t	3075.84	8900	2737.50
	C30 钢柱基础 素混凝土	m3	1274	526	67.01
	砖砌墙	m2	10230	220	225.06
	阳光板	m2	20768.4	120	249.22
	铝合金窗(中空玻璃)	m2	918	510	46.82
	铝合金门(中空玻璃)	m2	226.8	480	10.89
	C25 砖基础垫层	m3	1431.84	572	81.90
3	箱逆变器一体机基础				7.96
	土方开挖	m3	410	21	0.86
	C30 混凝土基础	m3	88	732	6.44
	C15 混凝土垫层	m3	12.5	526	0.66
4	铁丝围栏 高 1.8m	m	3000	46	13.80
5	浆砌石排水沟 0.5*0.5m	m3	25	743	1.86
6	涵管(直径 1m 混凝土管)	m	10	780	0.78
7	涵管(直径 0.5m 混凝土管)	m	400	380	15.20
8	碎石道路 200 厚碎石	m2	1000	52	5.20
9	碎石地坪 200 厚碎石	m2	3000	52	15.60
二	消防工程				9.00
	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 3kg	具	603	120	7.24
	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 5kg	具	16	160	0.26
	消防爬梯	套	4	260	0.10
	光伏区临时清洗小车	套	1	10000	1.00
	消防沙箱 1 立方	套	8	500	0.40
三	其他				10.00
1	环境保护工程	项	1	50000	5.00
2	劳动安全与工业卫生	项	1	50000	5.00

14.2.3 其他费用概算

其他费用概算表

编号	工程或费用名称	单位	费率(%) /数量	计算基数(万元)/单价 (元)	合计(万元)
	其他费用				434.93
一	建设用地费				37.31
1	长期租地费	亩	339.20	1100	37.31
二	建设管理费				335.55
1	工程建设管理费	%	0.81	9944	80.54
2	工程建设监理费	%	0.68	9944	67.62
3	项目咨询服务费	%	0.45	9944	44.75
4	项目技术经济评审费	%	0.34	9944	33.81
5	工程质量检查检测费	%	0.2	5860	11.72
6	工程定额标准编制管理费	%	0.13	5860	7.62
7	项目验收费	%	0.5	9944	49.72

8	工程保险费	%	0.4	9944	39.77
三	生产准备费	%	0.32	4084	13.07
四	勘察设计费	项	1	250000	25
五	其他				24.00
1	供水	项	1	30000	3.00
2	供电	项	1	30000	3.00
3	水土保持补偿费	项	1	80000	8.00
4	试桩及桩基检查费	项	1	100000	10.00

15 财务评价

15.1 项目概况

本项目总装机容量为20MWp，总投资为11428万元，预计年平均上网电量约25928MWh，利用小时数为1400h。根据施工进度安排，项目建设总工期为3个月。本项目财务评价计算期为26年，其中建设期3个月，运行期25年。

按照国家现行财税制度、现行价格、《建设项目经济评价方法与参数》（第三版）、《风电场项目经济评价规范》（NB/T 31085-2016）和《陆上风电场工程可行性研究报告编制规程》（NB/T 31105-2016）等对本项目进行财务效益分析，考察项目的清偿能力、生存能力及盈利能力等财务状况，以判断其在财务上的可行性。

15.2 财务评价

15.2.1 资金来源与融资方案

(1) 固定资产投资

根据工程投资概算，工程固定资产静态投资为11428万元，建设期利息为49.66万元。单位千瓦静态投资为5714元/kW，单位千瓦总投资为5759元/kW。

(2) 建设期利息

建设期借款按复利计算利息，当年的利息按投产容量进行分割，一部分计入固定资产，另一部分则计入发电成本。经计算，本项目计入固定资产的建设期利息为49.66万元。

(3) 流动资金

本项目流动资金按20元/kW估算，总计40万元，其中30%为自有资金，70%采用银行贷款，贷款年利率为4.35%。流动资金随机组投产投入使用，利息计入发电成本，本金在计算期末一次性收回。

(4) 建设资金来源

工程固定资产静态投资为11428万元，建设资金来源为资本金和银行贷款。资本金

占动态投资的 20%，其余的资金由银行贷款。银行贷款偿还期为 18 年，宽限期为 2 年，宽限期后每年按贷款等额本息还款，年贷款利率为 4.35%。

详见项目总投资使用计划与资金筹措表。

15.2.2 总成本费用

本项目发电总成本费用包括折旧费、修理费、工资及福利费、保险费、材料费、摊销费、利息支出和其他费用等。

(1) 折旧费

项目折旧年限取20年，残值率取0%。

折旧费=固定资产价值×综合折旧率

固定资产价值=建设投资+建设期利息—无形资产价值—其他资产价值

—可抵扣税金

(2) 修理费

修理费采用分段取费计算，第1年取固定资产原值（扣除建设期利息）的0%，第2~3年取0.2%，第4~6年取0.4%，第7~11年取0.6%，第12~21年取0.8%，其余年份取1%。

(3) 职工工资、福利费及其他

本电场定员为2人，人均年工资按5万元计，职工福利费及其他按工资总额的50% 计。

(4) 保险费

保险费是指项目运行期的固定资产保险。保险费取固定资产原值的0.05%。

(5) 材料费和其他费用

材料费取10元/kW；租地费取56.11万元。

(6) 摊销费

摊销费包括无形资产和其他待摊销费用的摊销，本计算暂不考虑。

(7) 利息支出

利息支出为固定资产和流动资金等在运行期应从成本中支付的借款利息，固定资产投资借款利息依各年还贷情况而不同。

经营成本指除折旧费、摊销费及利息支出等以外的费用。

本项目总成本计算详见总成本费用估算表。

15.2.3 上网电价及效益计算

15.2.3.1 上网电价

根据发改价格〔2021〕833号《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》，

上网电价按0.3598元/kWh进行评价。

15.2.3.2 销售收入

销售收入=售电收入+其他收入

售电收入=上网电量×上网电价

15.2.3.3 税金

根据国家税收政策，电力项目缴纳的税金包括增值税、销售税金附加和所得税。

(1) 增值税

电力产品增值税税率为13%。根据财税[2015]74号文件，利用光伏生产的电力产品销售增值税实行即征即退50%的政策。

根据国务院第34次常务会议修订通过的《中华人民共和国增值税暂行条例》和中华人民共和国财政部国家税务总局令第50号《中华人民共和国增值税暂行条例实施细则》规定，从2009年1月1日起，对购进固定资产部分的进项税额允许从销项税额中抵扣。

(2) 销售税金附加

销售税金附加包括城市维护建设税和教育费附加（含国家和地方教育费附加），以增值税税额为基础计征，税率分别取5%和5%。

(3) 所得税

企业所得利润应按规定依法缴纳所得税，依据《中华人民共和国企业所得税法实施条例》第八十七条，企业所得税法第二十七条第（二）项所称国家重点扶持的公共基础设施项目，是指《公共基础设施项目企业所得税优惠目录》规定的港口码头、机场、铁路、公路、城市公共交通、电力、水利等项目。企业从事前款规定的国家重点扶持的公共基础设施项目的投资经营的所得，自项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。从第七年开始，所得税按照25%的税率征收。

所得税=应纳税所得额×所得税税率

15.2.3.4 销售利润

利润总额=销售收入—总成本费用—销售税金附加+补贴收入

税后利润=利润总额—应缴所得税

税后利润提取10%的法定盈余公积金，剩余部分为可分配利润，再扣除分配给投资者的应付利润，即为未分配利润。

项目的各年收入、税金、利润计算见利润与利润分配表。

15.2.4 清偿能力分析

(1) 用于还贷的资金

本电场的还贷资金主要包括未分配利润、折旧费。未分配利润和折旧费全部用于还贷。

① 用于还贷的未分配利润

本电场税后利润为利润总额弥补以前年度亏损并扣除所得税后的余额，当项目出现亏损时可用下一年度的税前利润弥补，5年内不足弥补的，用税后利润弥补。

税后利润扣除盈余公积金和应付利润后为未分配利润，可全部用于还贷。在项目建设投资借款偿还过程中，首先利用折旧偿还贷款，不足部分利用未分配利润偿还。

② 用于还贷的折旧费

本次折旧还贷比例取100%。

(2) 借款还本付息计划

借款还本付息采用等额本息还款的方式。项目的借款还本付息计划见借款还本付息计划表，结果表明，贷款偿还期间，利息备付率平均值为1.37，偿债备付率平均值为1.18，说明该项目偿债能力较弱。

(3) 资产负债分析

详见资产负债表。结果表明：项目负债率最高达80%，随着机组投产发电，资产负债率逐渐下降，还清固定资产投资借款本息后，资产负债率趋于0。

15.2.5 盈利能力分析

本项目按上网电价0.3598元/kWh进行财务评价得出：项目投资财务内部收益率为4.74%（税后，下同），资本金财务内部收益率为7.91%，投资回收期为14.41年，总投资收益率为3.05%，项目资本金净利润率为5.28%。项目资本金财务内部收益率（7.91%）高于资本金基准收益率（5%），因此，该项目财务评价可行。

详见项目投资现金流量表和项目资本金现金流量表。

15.2.6 生存能力分析

本工程自开工建设后的第2年机组全部投入运行。考查财务计划现金流量表中各活动现金流量可知，本项目每年的盈余资金均大于0，说明本项目具有足够的净现金流量维持正常运行。

15.2.7 敏感性分析

项目财务评价敏感性分析，考虑固定资产投资、产量、电价等不确定因素单独变化

时，对投资回收期、项目投资财务内部收益率和资本金财务内部收益率等财务指标的影响。敏感性分析结果见敏感性分析表。

方案类型	变化幅度	投资回收期(所得税后) (年)	项目投资财务内部收益率(所得税后) (%)	资本金财务内部收益率 (%)
建设投资变化分析(%)	-20	11.56	7.18	20.56
	-15	12.28	6.48	16.75
	-10	12.99	5.85	13.39
	-5	13.7	5.27	10.48
	0	14.41	4.74	7.91
	5	15.11	4.25	5.54
	10	15.82	3.79	3.42
	15	16.52	3.37	1.54
	20	17.21	2.98	-0.2
上网产量变化分析(%)	-20	17.74	2.69	-1.6
	-15	16.77	3.22	0.86
	-10	15.91	3.74	3.15
	-5	15.12	4.24	5.51
	0	14.41	4.74	7.91
	5	13.76	5.22	10.25
	10	13.17	5.7	12.62
	15	12.62	6.17	15.04
	20	12.12	6.64	17.49
上网电价变化分析(%)	-20	17.74	2.69	-1.6
	-15	16.77	3.22	0.86
	-10	15.91	3.74	3.15
	-5	15.12	4.24	5.51
	0	14.41	4.74	7.91
	5	13.76	5.22	10.25
	10	13.17	5.7	12.62
	15	12.62	6.17	15.04
	20	12.12	6.64	17.49

敏感性分析表明：

1) 在其他因素不变的情况下，当建设投资在-20%~20%范围内变化时，项目投资内部收益率（所得税后）在7.18%~2.98%之间变化；项目资本金财务内部收益率在20.56%~-0.2%之间变化。

2) 在其他因素不变的情况下，当上网产量在-20%~20%范围内变化时，项目投资内部收益率（所得税后）在2.69%~6.64%之间变化；项目资本金财务内部收益率在-1.6%~17.49%之间变化。

3) 在其他因素不变的情况下,当电价在-20%~20%范围内变化时,项目投资内部收益率(所得税后)在2.69%~6.64%之间变化;项目资本金财务内部收益率在-1.6%~17.49%之间变化。

15.2.8 财务评价结论

(1) 本项目建设工期为3个月,项目静态投资11428万元,单位千瓦静态投资5714元/kW。

(2) 本项目按上网电价0.3598元/kWh进行财务评价得出:项目投资财务内部收益率为4.74%(税后,下同),资本金财务内部收益率为7.91%,投资回收期为14.41年,总投资收益率为3.05%,项目资本金净利润率为5.28%。项目资本金财务内部收益率(7.91%)高于资本金基准收益率(5%),因此,该项目财务评价可行。

15.3 财务评价附表

附表1: 财务指标汇总表

序号	项目	单位	数值
1	装机容量	MW	20
2	年上网电量	MWh	25928
3	项目总投资	万元	11517.66
4	静态投资	万元	11428
5	单位千瓦静态投资	元/kW	5714
6	建设期利息	万元	49.66
7	流动资金	万元	40
8	销售收入总额(不含增值税)	万元	23635.32
9	总成本费用	万元	19319.72
10	销售税金附加总额	万元	200.56
11	利润总额	万元	4115.04
12	经营期平均电价(不含增值税)	元/kWh	0.3184
13	经营期平均电价(含增值税)	元/kWh	0.3598
14	项目投资回收期(所得税前)	年	13.6
15	项目投资回收期(所得税后)	年	14.41
16	项目投资财务内部收益率(所得税前)	%	5.54
17	项目投资财务内部收益率(所得税后)	%	4.74
18	项目投资财务净现值(所得税前)	万元	1084.07
19	项目投资财务净现值(所得税后)	万元	234.74
20	资本金财务内部收益率	%	7.91
21	资本金财务净现值	万元	609.91
22	总投资收益率(ROI)	%	3.05
23	投资利税率	%	1.5

24	项目资本金净利润率（ROE）	%	5.28
25	资产负债率（最大值）	%	80
26	盈亏平衡点（生产能力利用率）	%	94.53
27	盈亏平衡点（年产量）	MWh	24508.62
28	度电成本（LCOE）	元/kWh	0.2365

附表2：项目总投资使用计划与资金筹措表（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	计算期	
			第1年	第2年
1	项目总投资	11517.66	11477.66	40
1.1	建设投资	11428	11428	0
1.2	建设期利息	49.66	49.66	0
1.3	流动资金	40	0	40
2	资金筹措	11517.66	11477.66	40
2.1	项目资本金	2307.53	2295.53	12
2.1.1	用于建设投资	2295.53	2295.53	0
	其中：投资方1	2295.53	2295.53	0
2.1.2	用于流动资金	12	0	12
	其中：投资方1	12	0	12
2.2	债务资金	9210.13	9182.13	28
2.2.1	用于建设投资	9132.47	9132.47	0
	其中：银行1	9132.47	9132.47	0
2.2.2	用于建设期利息	49.66	49.66	0
	其中：银行1	49.66	49.66	0
2.2.3	用于流动资金	28	0	28

附表3：总成本费用估算表（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	建设期	运行期									
			第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年	第11年
1	材料费	500	0	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
2	人工工资及福利费	375	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
3	修理费	1823.54	0	20.72	20.72	41.44	41.44	41.44	62.17	62.17	62.17	62.17	62.17
4	保险费	130.13	0	5.21	5.21	5.21	5.21	5.21	5.21	5.21	5.21	5.21	5.21
5	其他费用	1402.65	0	37.31	37.31	41.04	41.04	41.04	45.15	45.15	45.15	49.66	49.66
	其中：租地费	1402.65	0	37.31	37.31	41.04	41.04	41.04	45.15	45.15	45.15	49.66	49.66
6	折旧费	10410.66	0	520.53	520.53	520.53	520.53	520.53	520.53	520.53	520.53	520.53	520.53
7	摊销费	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	财务费用	4677.74	0	400.64	400.64	385.56	369.82	353.4	336.27	318.38	299.72	280.25	259.94
	其中：长期借款利息	4647.29	0	399.42	399.42	384.34	368.6	352.18	335.05	317.17	298.51	279.04	258.72
	流动资金利息	30.45	0	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22
	短期借款利息	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	其他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	总成本费用	19319.72	0	1019.41	1019.41	1028.78	1013.05	996.63	1004.32	986.44	967.78	952.82	932.5
10	经营成本	4231.32	0	98.24	98.24	122.69	122.69	122.69	147.52	147.52	147.52	152.03	152.03

附表3：总成本费用估算表（续）（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	运行期										
			第12年	第13年	第14年	第15年	第16年	第17年	第18年	第19年	第20年	第21年	第22年
1	材料费	500	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
2	人工工资及福利费	375	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
3	修理费	1823.54	82.89	82.89	82.89	82.89	82.89	82.89	82.89	82.89	82.89	82.89	103.61
4	保险费	130.13	5.21	5.21	5.21	5.21	5.21	5.21	5.21	5.21	5.21	5.21	5.21
5	其他费用	1402.65	49.66	54.62	54.62	54.62	60.09	60.09	60.09	66.09	66.09	66.09	72.7
	其中：租地费	1402.65	49.66	54.62	54.62	54.62	60.09	60.09	60.09	66.09	66.09	66.09	72.7
6	折旧费	10410.66	520.53	520.53	520.53	520.53	520.53	520.53	520.53	520.53	520.53	520.53	0
7	摊销费	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	财务费用	4677.74	238.73	216.61	193.52	169.43	144.3	118.06	90.69	62.13	32.32	1.22	1.22
	其中：长期借款利息	4647.29	237.52	215.39	192.31	168.22	143.08	116.85	89.47	60.91	31.1	0	0
	流动资金利息	30.45	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22
	短期借款利息	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	其他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	总成本费用	19319.72	932.02	914.86	891.78	867.69	848.01	821.78	794.4	771.85	742.04	710.94	217.74
10	经营成本	4231.32	172.76	177.72	177.72	177.72	183.18	183.18	183.18	189.19	189.19	189.19	216.52

附表3：总成本费用估算表（续）（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	运行期			
			第23年	第24年	第25年	第26年
1	材料费	500	20	20	20	20
2	人工工资及福利费	375	15	15	15	15
3	修理费	1823.54	103.61	103.61	103.61	103.61
4	保险费	130.13	5.21	5.21	5.21	5.21
5	其他费用	1402.65	72.7	72.7	79.97	79.97
	其中：租地费	1402.65	72.7	72.7	79.97	79.97
6	折旧费	10410.66	0	0	0	0
7	摊销费	0	0	0	0	0
8	财务费用	4677.74	1.22	1.22	1.22	1.22
	其中：长期借款利息	4647.29	0	0	0	0
	流动资金利息	30.45	1.22	1.22	1.22	1.22
	短期借款利息	0	0	0	0	0
	其他	0	0	0	0	0
9	总成本费用	19319.72	217.74	217.74	225	225
10	经营成本	4231.32	216.52	216.52	223.79	223.79

附表4：利润与利润分配表（人民币单位：万元）

[illegible]

序号	项目	合计	建设期	运行期									
			第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年	第11年
14	可供投资者分配的利润（12-13）		0	-25.86	-55.73	-98.98	-130.51	-149.62	-180.44	-197.4	-199.7	-198.73	-186.23
15	提取任意盈余公积金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	各投资方利润分配	1378.36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	其中：投资方1	1378.36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	未分配利润（14-15-16）		0	-25.86	-55.73	-98.98	-130.51	-149.62	-180.44	-197.4	-199.7	-198.73	-186.23
18	息税前利润（利润总额+利息支出）	8792.78	0	374.78	370.77	342.31	338.29	334.28	305.44	301.43	297.42	281.23	272.44
19	息税折旧摊销前利润	19203.44	0	895.32	891.3	862.84	858.83	854.82	825.98	821.97	817.95	801.76	792.97

附表4：利润与利润分配表（续）（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	运行期										
			第12年	第13年	第14年	第15年	第16年	第17年	第18年	第19年	第20年	第21年	第22年
1	销售收入	23635.32	953.44	949.42	945.41	941.4	937.39	933.38	929.37	925.35	921.34	917.33	913.32
1.1	售电收入	20639.15	833.59	829.58	825.57	821.55	817.54	813.53	809.52	805.51	801.49	797.48	793.47
	上网电量（MWh）	648200	26180	26054	25928	25802	25676	25550	25424	25298	25172	25046	24920
	上网电价（不含税）（元/kWh）		0.3184	0.3184	0.3184	0.3184	0.3184	0.3184	0.3184	0.3184	0.3184	0.3184	0.3184
	上网电价（含税）（元/kWh）		0.3598	0.3598	0.3598	0.3598	0.3598	0.3598	0.3598	0.3598	0.3598	0.3598	0.3598
1.2	其他收入	2996.17	119.85	119.85	119.85	119.85	119.85	119.85	119.85	119.85	119.85	119.85	119.85
	其中：碳汇收入	2996.17	119.85	119.85	119.85	119.85	119.85	119.85	119.85	119.85	119.85	119.85	119.85
2	销售税金附加	200.56	12.39	12.34	12.29	12.24	12.19	12.13	12.08	12.03	11.98	11.93	11.87
3	总成本费用	19319.72	932.02	914.86	891.78	867.69	848.01	821.78	794.4	771.85	742.04	710.94	217.74
4	补贴收入（应税）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	利润总额（1-2-3+4）	4115.04	9.02	22.22	41.35	61.48	77.19	99.47	122.88	141.48	167.32	194.47	683.71
6	弥补以前年度亏损	41.74	9.02	19.26	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	应纳税所得额（5-6）	4273	0	2.96	41.35	61.48	77.19	99.47	122.88	141.48	167.32	194.47	683.71
8	所得税	1068.25	0	0.74	10.34	15.37	19.3	24.87	30.72	35.37	41.83	48.62	170.93
9	补贴收入（免税）	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	净利润（5-8+9）	3046.79	9.02	21.48	31.01	46.11	57.9	74.6	92.16	106.11	125.49	145.85	512.78
11	期初未分配的利润		-186.23	-177.21	-155.95	-128.05	-86.55	-34.44	0	0	0	0	0
12	可供分配的利润（10+11）		-177.21	-155.73	-124.94	-81.94	-28.65	40.16	92.16	106.11	125.49	145.85	512.78
13	提取法定盈余公积金	320.47	0	0.22	3.1	4.61	5.79	7.46	9.22	10.61	12.55	14.58	51.28

序号	项目	合计	运行期										
			第12年	第13年	第14年	第15年	第16年	第17年	第18年	第19年	第20年	第21年	第22年
14	可供投资者分配的利润（12-13）		-177.21	-155.95	-128.05	-86.55	-34.44	32.7	82.94	95.5	112.94	131.26	461.5
15	提取任意盈余公积金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	各投资方利润分配	1378.36	0	0	0	0	0	32.7	82.94	95.5	112.94	131.26	184.6
	其中：投资方1	1378.36	0	0	0	0	0	32.7	82.94	95.5	112.94	131.26	184.6
17	未分配利润（14-15-16）		-177.21	-155.95	-128.05	-86.55	-34.44	0	0	0	0	0	276.9
18	息税前利润（利润总额+利息支出）	8792.78	247.75	238.83	234.87	230.91	221.49	217.53	213.57	203.6	199.64	195.68	684.93
19	息税折旧摊销前利润	19203.44	768.29	759.36	755.4	751.44	742.02	738.06	734.1	724.14	720.18	716.22	684.93

附表4：利润与利润分配表（续）（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	运行期			
			第23年	第24年	第25年	第26年
1	销售收入	23635.32	909.31	905.29	901.28	897.27
1.1	售电收入	20639.15	789.46	785.45	781.43	777.42
	上网电量（MWh）	648200	24794	24668	24542	24416
	上网电价（不含税）（元/kWh）		0.3184	0.3184	0.3184	0.3184
	上网电价（含税）（元/kWh）		0.3598	0.3598	0.3598	0.3598
1.2	其他收入	2996.17	119.85	119.85	119.85	119.85
	其中：碳汇收入	2996.17	119.85	119.85	119.85	119.85
2	销售税金附加	200.56	11.82	11.77	11.72	11.66
3	总成本费用	19319.72	217.74	217.74	225	225
4	补贴收入（应税）	0	0	0	0	0
5	利润总额（1-2-3+4）	4115.04	679.75	675.79	664.56	660.6
6	弥补以前年度亏损	41.74	0	0	0	0
7	应纳税所得额（5-6）	4273	679.75	675.79	664.56	660.6
8	所得税	1068.25	169.94	168.95	166.14	165.15
9	补贴收入（免税）	0	0	0	0	0
10	净利润（5-8+9）	3046.79	509.81	506.84	498.42	495.45
11	期初未分配的利润		276.9	551.13	822.68	1086.66
12	可供分配的利润（10+11）		786.71	1057.97	1321.1	1582.11
13	提取法定盈余公积金	320.47	50.98	50.68	49.84	49.55

序号	项目	合计	运行期			
			第23年	第24年	第25年	第26年
14	可供投资者分配的利润（12-13）		735.73	1007.29	1271.26	1532.57
15	提取任意盈余公积金	0	0	0	0	0
16	各投资方利润分配	1378.36	184.6	184.6	184.6	184.6
	其中：投资方1	1378.36	184.6	184.6	184.6	184.6
17	未分配利润（14-15-16）		551.13	822.68	1086.66	1347.96
18	息税前利润（利润总额+利息支出）	8792.78	680.97	677.01	665.78	661.82
19	息税折旧摊销前利润	19203.44	680.97	677.01	665.78	661.82

附表5：借款还本付息计划表（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	建设期	运行期									
			第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年	第11年
1	长期借款1	9182.13	9182.13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1	期初借款余额		0	9182.13	9182.13	8835.44	8473.67	8096.16	7702.23	7291.17	6862.23	6414.62	5947.55
1.2	当期还本付息	13829.42	0	399.42	746.11	746.11	746.11	746.11	746.11	746.11	746.11	746.11	746.11
	其中：还本	9182.13	0	0	346.69	361.77	377.51	393.93	411.06	428.94	447.6	467.07	487.39
	付息	4647.29	0	399.42	399.42	384.34	368.6	352.18	335.05	317.17	298.51	279.04	258.72
1.3	期末借款余额		9182.13	9182.13	8835.44	8473.67	8096.16	7702.23	7291.17	6862.23	6414.62	5947.55	5460.16
2	流动资金借款	28	0	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	流动资金借款累计		0	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
2.2	流动资金利息	30.45	0	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22
2.3	偿还流动资金借款本金	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	短期借款	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1	偿还短期借款本金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.2	短期借款利息	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
计算指标	利息备付率		0	0.94	0.93	0.89	0.91	0.95	0.91	0.95	0.99	1	1.05
	偿债备付率		0	2.23	1.19	1.15	1.15	1.14	1.11	1.1	1.09	1.07	1.06

附表5：借款还本付息计划表（续）（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	运行期										
			第12年	第13年	第14年	第15年	第16年	第17年	第18年	第19年	第20年	第21年	第22年
1	长期借款1	9182.13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.1	期初借款余额		5460.16	4951.56	4420.84	3867.04	3289.15	2686.11	2056.85	1400.21	715.01	0	0
1.2	当期还本付息	13829.42	746.11	746.11	746.11	746.11	746.11	746.11	746.11	746.11	746.11	0	0
	其中：还本	9182.13	508.59	530.72	553.8	577.89	603.03	629.26	656.64	685.2	715.01	0	0
	付息	4647.29	237.52	215.39	192.31	168.22	143.08	116.85	89.47	60.91	31.1	0	0
1.3	期末借款余额		4951.56	4420.84	3867.04	3289.15	2686.11	2056.85	1400.21	715.01	0	0	0
2	流动资金借款	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	流动资金借款累计		28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
2.2	流动资金利息	30.45	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22	1.22
2.3	偿还流动资金借款本金	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	短期借款	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1	偿还短期借款本金	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.2	短期借款利息	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
计算指标	利息备付率		1.04	1.1	1.21	1.36	1.53	1.84	2.35	3.28	6.18	0	0
	偿债备付率		1.03	1.02	1	0.98	0.97	0.95	0.94	0.92	0.91	0	0

附表5：借款还本付息计划表（续）（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	运行期			
			第23年	第24年	第25年	第26年
1	长期借款1	9182.13	0	0	0	0
1.1	期初借款余额		0	0	0	0
1.2	当期还本付息	13829.42	0	0	0	0
	其中：还本	9182.13	0	0	0	0
	付息	4647.29	0	0	0	0
1.3	期末借款余额		0	0	0	0
2	流动资金借款	28	0	0	0	0
2.1	流动资金借款累计		28	28	28	28
2.2	流动资金利息	30.45	1.22	1.22	1.22	1.22
2.3	偿还流动资金借款本金	28	0	0	0	28
3	短期借款	0	0	0	0	0
3.1	偿还短期借款本金	0	0	0	0	0
3.2	短期借款利息	0	0	0	0	0
计算指标	利息备付率		0	0	0	0
	偿债备付率		0	0	0	0

序号	项目	合计	建设期	运行期									
			第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年	第11年
3.1.2	建设投资借款	9182.13	9182.13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1.3	流动资金借款	28	0	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1.4	债券	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1.5	短期借款	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1.6	其他流入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.2	现金流出	15315.88	49.66	400.64	747.33	747.33	747.33	747.33	747.33	747.33	747.33	747.33	747.33
3.2.1	各种利息支出	4727.4	49.66	400.64	400.64	385.56	369.82	353.4	336.27	318.38	299.72	280.25	259.94
3.2.2	偿还债务本金	9210.13	0	0	346.69	361.77	377.51	393.93	411.06	428.94	447.6	467.07	487.39
3.2.3	应付利润(股利分配)	1378.36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.2.4	其他流出	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	净现金流量	3935.97	0	623.84	272.62	243.63	239.1	234.56	205.2	200.67	196.14	102.73	45.64
5	累计盈余资金		0	623.84	896.46	1140.09	1379.18	1613.74	1818.95	2019.62	2215.75	2318.49	2364.13

附表6: 财务计划现金流量表 (续) (人民币单位: 万元)

[illegible]

序号	项目	合计	运行期										
			第12年	第13年	第14年	第15年	第16年	第17年	第18年	第19年	第20年	第21年	第22年
3.1.2	建设投资借款	9182.13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1.3	流动资金借款	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1.4	债券	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1.5	短期借款	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.1.6	其他流入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.2	现金流出	15315.88	747.33	747.33	747.33	747.33	747.33	780.03	830.27	842.82	860.27	132.48	185.82
3.2.1	各种利息支出	4727.4	238.73	216.61	193.52	169.43	144.3	118.06	90.69	62.13	32.32	1.22	1.22
3.2.2	偿还债务本金	9210.13	508.59	530.72	553.8	577.89	603.03	629.26	656.64	685.2	715.01	0	0
3.2.3	应付利润(股利分配)	1378.36	0	0	0	0	0	32.7	82.94	95.5	112.94	131.26	184.6
3.2.4	其他流出	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	净现金流量	3935.97	20.96	11.29	-2.26	-11.25	-24.6	-66.83	-126.89	-154.06	-181.93	535.12	328.18
5	累计盈余资金		2385.09	2396.38	2394.12	2382.87	2358.26	2291.43	2164.54	2010.48	1828.56	2363.68	2691.85

附表6：财务计划现金流量表（续）（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	运行期			
			第23年	第24年	第25年	第26年
1	经营活动净现金流量	19202.19	511.03	508.06	499.64	496.67
1.1	现金流入	26707.91	1027.52	1022.98	1018.45	1013.91
1.1.1	销售收入	23635.32	909.31	905.29	901.28	897.27
1.1.2	增值税销项税额	3072.59	118.21	117.69	117.17	116.65
1.1.3	补贴收入	0	0	0	0	0
1.1.4	其他流入	0	0	0	0	0
1.2	现金流出	7505.72	516.49	514.92	518.81	517.25
1.2.1	经营成本	4231.32	216.52	216.52	223.79	223.79
1.2.2	增值税进项税额	0	0	0	0	0
1.2.3	销售税金附加	200.56	11.82	11.77	11.72	11.66
1.2.4	增值税	2005.59	118.21	117.69	117.17	116.65
1.2.5	所得税	1068.25	169.94	168.95	166.14	165.15
1.2.6	其他流出	0	0	0	0	0
2	投资活动净现金流量	-11468	0	0	0	0
2.1	现金流入	0	0	0	0	0
2.2	现金流出	11468	0	0	0	0
2.2.1	建设投资	11428	0	0	0	0
2.2.2	流动资金	40	0	0	0	0
2.2.3	其他流出	0	0	0	0	0
3	筹资活动净现金流量	-3798.22	-185.82	-185.82	-185.82	-213.82
3.1	现金流入	11517.66	0	0	0	0
3.1.1	项目资本金投入	2307.53	0	0	0	0

序号	项目	合计	运行期			
			第23年	第24年	第25年	第26年
3.1.2	建设投资借款	9182.13	0	0	0	0
3.1.3	流动资金借款	28	0	0	0	0
3.1.4	债券	0	0	0	0	0
3.1.5	短期借款	0	0	0	0	0
3.1.6	其他流入	0	0	0	0	0
3.2	现金流出	15315.88	185.82	185.82	185.82	213.82
3.2.1	各种利息支出	4727.4	1.22	1.22	1.22	1.22
3.2.2	偿还债务本金	9210.13	0	0	0	28
3.2.3	应付利润(股利分配)	1378.36	184.6	184.6	184.6	184.6
3.2.4	其他流出	0	0	0	0	0
4	净现金流量	3935.97	325.21	322.24	313.82	282.85
5	累计盈余资金		3017.06	3339.3	3653.12	3935.97

附表7：项目投资现金流量表（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	建设期	运行期									
			第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年	第11年
1	现金流入	24742.32	0	1122.72	1118.18	1113.65	1109.12	1104.58	1100.05	1095.52	1090.98	1009.77	957.45
1.1	销售收入	23635.32	0	993.56	989.54	985.53	981.52	977.51	973.5	969.48	965.47	961.46	957.45
1.2	补贴收入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3	固定资产增值税抵扣	1067	0	129.16	128.64	128.12	127.6	127.08	126.55	126.03	125.51	48.31	0
1.4	回收固定资产余值	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	回收流动资金	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	现金流出	15899.88	11428	138.24	98.24	122.69	122.69	122.69	147.52	147.52	147.52	159.7	164.48
2.1	建设投资	11428	11428	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	流动资金	40	0	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	经营成本	4231.32	0	98.24	98.24	122.69	122.69	122.69	147.52	147.52	147.52	152.03	152.03
2.4	销售税金附加	200.56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.67	12.45
3	所得税前净现金流量（1-2）	8842.44	-11428	984.48	1019.95	990.96	986.43	981.89	952.53	948	943.47	850.06	792.97
4	累计所得税前净现金流量		-11428	-10443.52	-9423.58	-8432.62	-7446.19	-6464.3	-5511.77	-4563.77	-3620.3	-2770.24	-1977.27
5	调整所得税	1803.98	0	0	0	0	42.29	41.79	38.18	75.36	74.36	70.31	68.11
6	所得税后净现金流量（3-5）	7038.46	-11428	984.48	1019.95	990.96	944.14	940.11	914.35	872.64	869.11	779.76	724.86
7	累计所得税后净现金流量		-11428	-10443.52	-9423.58	-8432.62	-7488.48	-6548.37	-5634.02	-4761.38	-3892.27	-3112.51	-2387.65

附表7：项目投资现金流量表（续）（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	运行期										
			第12年	第13年	第14年	第15年	第16年	第17年	第18年	第19年	第20年	第21年	第22年
1	现金流入	24742.32	953.44	949.42	945.41	941.4	937.39	933.38	929.37	925.35	921.34	917.33	913.32
1.1	销售收入	23635.32	953.44	949.42	945.41	941.4	937.39	933.38	929.37	925.35	921.34	917.33	913.32
1.2	补贴收入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3	固定资产增值税 抵扣	1067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4	回收固定资产余 值	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	回收流动资金	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	现金流出	15899.88	185.15	190.06	190.01	189.96	195.37	195.31	195.26	201.22	201.17	201.11	228.39
2.1	建设投资	11428	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	流动资金	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	经营成本	4231.32	172.76	177.72	177.72	177.72	183.18	183.18	183.18	189.19	189.19	189.19	216.52
2.4	销售税金附加	200.56	12.39	12.34	12.29	12.24	12.19	12.13	12.08	12.03	11.98	11.93	11.87
3	所得税前净现金 流量（1-2）	8842.44	768.29	759.36	755.4	751.44	742.02	738.06	734.1	724.14	720.18	716.22	684.93
4	累计所得税前净 现金流量		-1208.99	-449.62	305.78	1057.23	1799.25	2537.31	3271.42	3995.55	4715.73	5431.94	6116.87
5	调整所得税	1803.98	61.94	59.71	58.72	57.73	55.37	54.38	53.39	50.9	49.91	48.92	171.23
6	所得税后净现金 流量（3-5）	7038.46	706.35	699.66	696.69	693.72	686.65	683.68	680.71	673.24	670.27	667.3	513.69
7	累计所得税后净 现金流量		-1681.31	-981.65	-284.96	408.75	1095.4	1779.08	2459.79	3133.03	3803.29	4470.59	4984.29

附表7：项目投资现金流量表（续）（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	运行期			
			第23年	第24年	第25年	第26年
1	现金流入	24742.32	909.31	905.29	901.28	937.27
1.1	销售收入	23635.32	909.31	905.29	901.28	897.27
1.2	补贴收入	0	0	0	0	0
1.3	固定资产增值税 抵扣	1067	0	0	0	0
1.4	回收固定资产余 值	0	0	0	0	0
1.5	回收流动资金	40	0	0	0	40
2	现金流出	15899.88	228.34	228.29	235.5	235.45
2.1	建设投资	11428	0	0	0	0
2.2	流动资金	40	0	0	0	0
2.3	经营成本	4231.32	216.52	216.52	223.79	223.79
2.4	销售税金附加	200.56	11.82	11.77	11.72	11.66
3	所得税前净现金 流量（1-2）	8842.44	680.97	677.01	665.78	701.82
4	累计所得税前净 现金流量		6797.84	7474.84	8140.62	8842.44
5	调整所得税	1803.98	170.24	169.25	166.44	165.45
6	所得税后净现金 流量（3-5）	7038.46	510.73	507.76	499.33	536.36
7	累计所得税后净 现金流量		5495.01	6002.77	6502.1	7038.46

附表8：项目资本金现金流量表（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	建设期	运行期									
			第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年	第11年
1	现金流入	24742.32	0	1122.72	1118.18	1113.65	1109.12	1104.58	1100.05	1095.52	1090.98	1009.77	957.45
1.1	销售收入	23635.32	0	993.56	989.54	985.53	981.52	977.51	973.5	969.48	965.47	961.46	957.45
1.2	补贴收入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3	固定资产增值税 抵扣	1067	0	129.16	128.64	128.12	127.6	127.08	126.55	126.03	125.51	48.31	0
1.4	回收固定资产余 值	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	回收流动资金	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	现金流出	21695.53	2295.53	510.88	845.57	870.02	870.02	870.02	894.85	894.85	894.85	907.03	911.81
2.1	项目资本金	2307.53	2295.53	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	借款本金偿还	9210.13	0	0	346.69	361.77	377.51	393.93	411.06	428.94	447.6	467.07	487.39
2.3	借款利息支付	4677.74	0	400.64	400.64	385.56	369.82	353.4	336.27	318.38	299.72	280.25	259.94
2.4	经营成本	4231.32	0	98.24	98.24	122.69	122.69	122.69	147.52	147.52	147.52	152.03	152.03
2.5	销售税金附加	200.56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.67	12.45
2.6	所得税	1068.25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	净现金流量(1-2)	3046.79	-2295.53	611.84	272.62	243.63	239.1	234.56	205.2	200.67	196.14	102.73	45.64

附表8：项目资本金现金流量表（续）（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	运行期										
			第12年	第13年	第14年	第15年	第16年	第17年	第18年	第19年	第20年	第21年	第22年
1	现金流入	24742.32	953.44	949.42	945.41	941.4	937.39	933.38	929.37	925.35	921.34	917.33	913.32
1.1	销售收入	23635.32	953.44	949.42	945.41	941.4	937.39	933.38	929.37	925.35	921.34	917.33	913.32
1.2	补贴收入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3	固定资产增值税 抵扣	1067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4	回收固定资产余 值	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	回收流动资金	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	现金流出	21695.53	932.48	938.13	947.67	952.65	961.99	967.51	973.31	983.92	990.32	250.95	400.54
2.1	项目资本金	2307.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	借款本金偿还	9210.13	508.59	530.72	553.8	577.89	603.03	629.26	656.64	685.2	715.01	0	0
2.3	借款利息支付	4677.74	238.73	216.61	193.52	169.43	144.3	118.06	90.69	62.13	32.32	1.22	1.22
2.4	经营成本	4231.32	172.76	177.72	177.72	177.72	183.18	183.18	183.18	189.19	189.19	189.19	216.52
2.5	销售税金附加	200.56	12.39	12.34	12.29	12.24	12.19	12.13	12.08	12.03	11.98	11.93	11.87
2.6	所得税	1068.25	0	0.74	10.34	15.37	19.3	24.87	30.72	35.37	41.83	48.62	170.93
3	净现金流量(1-2)	3046.79	20.96	11.29	-2.26	-11.25	-24.6	-34.13	-43.95	-58.56	-68.98	666.38	512.78

附表8：项目资本金现金流量表（续）（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	运行期			
			第23年	第24年	第25年	第26年
1	现金流入	24742.32	909.31	905.29	901.28	937.27
1.1	销售收入	23635.32	909.31	905.29	901.28	897.27
1.2	补贴收入	0	0	0	0	0
1.3	固定资产增值税 抵扣	1067	0	0	0	0
1.4	回收固定资产余 值	0	0	0	0	0
1.5	回收流动资金	40	0	0	0	40
2	现金流出	21695.53	399.49	398.45	402.86	429.82
2.1	项目资本金	2307.53	0	0	0	0
2.2	借款本金偿还	9210.13	0	0	0	28
2.3	借款利息支付	4677.74	1.22	1.22	1.22	1.22
2.4	经营成本	4231.32	216.52	216.52	223.79	223.79
2.5	销售税金附加	200.56	11.82	11.77	11.72	11.66
2.6	所得税	1068.25	169.94	168.95	166.14	165.15
3	净现金流量(1-2)	3046.79	509.81	506.84	498.42	507.45

附表9：投资各方现金流量表（投资方1）（续）（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	运行期										
			第12年	第13年	第14年	第15年	第16年	第17年	第18年	第19年	第20年	第21年	第22年
1	现金流入	5354.33	0	0	0	0	0	32.7	82.94	95.5	112.94	131.26	184.6
1.1	实分利润	1378.36	0	0	0	0	0	32.7	82.94	95.5	112.94	131.26	184.6
1.2	资产处置收益分配	3975.97	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3	租赁费收入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4	技术转让或使用收入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5	其他现金流入	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	现金流出	2307.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1	实缴资本	2307.53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	租赁资产支出	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.3	其他现金流出	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	净现金流量(1-2)	3046.79	0	0	0	0	0	32.7	82.94	95.5	112.94	131.26	184.6

附表9：投资各方现金流量表（投资方1）（续）（人民币单位：万元）

序号	项目	合计	运行期			
			第23年	第24年	第25年	第26年
1	现金流入	5354.33	184.6	184.6	184.6	4160.57
1.1	实分利润	1378.36	184.6	184.6	184.6	184.6
1.2	资产处置收益分配	3975.97	0	0	0	3975.97
1.3	租赁费收入	0	0	0	0	0
1.4	技术转让或使用收入	0	0	0	0	0
1.5	其他现金流入	0	0	0	0	0
2	现金流出	2307.53	0	0	0	0
2.1	实缴资本	2307.53	0	0	0	0
2.2	租赁资产支出	0	0	0	0	0
2.3	其他现金流出	0	0	0	0	0
3	净现金流量(1-2)	3046.79	184.6	184.6	184.6	4160.57

附表10：资产负债表（人民币单位：万元）

[illegible]

序号	项目	建设期	运行期									
		第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	第6年	第7年	第8年	第9年	第10年	第11年
计算指标	资产负债率（%）	80	78.38	78.15	77.98	77.67	77.19	76.74	76.09	75.21	73.91	72.12

附表10：资产负债表（续）（人民币单位：万元）

序号	项目	运行期										
		第12年	第13年	第14年	第15年	第16年	第17年	第18年	第19年	第20年	第21年	第22年
1	资产	7109.88	6600.64	6077.85	5546.06	5000.93	4413.56	3766.14	3091.55	2389.09	2403.68	2731.85
1.1	流动资产总额	2425.09	2436.38	2434.12	2422.87	2398.26	2331.43	2204.54	2050.48	1868.56	2403.68	2731.85
1.1.1	流动资产	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
1.1.2	累计盈余资金	2385.09	2396.38	2394.12	2382.87	2358.26	2291.43	2164.54	2010.48	1828.56	2363.68	2691.85
1.2	在建工程	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3	固定资产净值	4684.8	4164.26	3643.73	3123.2	2602.66	2082.13	1561.6	1041.07	520.53	0	0
1.4	无形及其他资产净值	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	负债及所有者权益（2.5+2.6）	7109.88	6600.64	6077.85	5546.06	5000.93	4413.56	3766.14	3091.55	2389.09	2403.68	2731.85
2.1	流动负债总额	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1.1	本年短期借款	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.1.2	其他	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2	建设投资借款	4951.56	4420.84	3867.04	3289.15	2686.11	2056.85	1400.21	715.01	0	0	0
2.3	流动资金借款	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
2.4	应交增值税	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.5	负债小计（2.1+2.2+2.3+2.4）	4979.56	4448.84	3895.04	3317.15	2714.11	2084.85	1428.21	743.01	28	28	28
2.6	所有者权益	2130.32	2151.8	2182.81	2228.92	2286.81	2328.72	2337.93	2348.54	2361.09	2375.68	2703.85
2.6.1	资本金	2307.53	2307.53	2307.53	2307.53	2307.53	2307.53	2307.53	2307.53	2307.53	2307.53	2307.53
2.6.2	资本公积	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.6.3	累计盈余公积金	0	0.22	3.32	7.93	13.72	21.18	30.4	41.01	53.56	68.14	119.42
2.6.4	累计未分配利润	-177.21	-155.95	-128.05	-86.55	-34.44	0	0	0	0	0	276.9
	资产负债平衡	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
计算指	资产负债率（%）	70.04	67.4	64.09	59.81	54.27	47.24	37.92	24.03	1.17	1.16	1.02

[illegible]

附表10：资产负债表（续）（人民币单位：万元）

序号	项目	运行期			
		第23年	第24年	第25年	第26年
1	资产	3057.06	3379.3	3693.12	3975.97
1.1	流动资产总额	3057.06	3379.3	3693.12	3975.97
1.1.1	流动资产	40	40	40	40
1.1.2	累计盈余资金	3017.06	3339.3	3653.12	3935.97
1.2	在建工程	0	0	0	0
1.3	固定资产净值	0	0	0	0
1.4	无形及其他资产净值	0	0	0	0
2	负债及所有者权益（2.5+2.6）	3057.06	3379.3	3693.12	3975.97
2.1	流动负债总额	0	0	0	0
2.1.1	本年短期借款	0	0	0	0
2.1.2	其他	0	0	0	0
2.2	建设投资借款	0	0	0	0
2.3	流动资金借款	28	28	28	0
2.4	应交增值税	0	0	0	0
2.5	负债小计（2.1+2.2+2.3+2.4）	28	28	28	0
2.6	所有者权益	3029.06	3351.3	3665.12	3975.97
2.6.1	资本金	2307.53	2307.53	2307.53	2307.53
2.6.2	资本公积	0	0	0	0
2.6.3	累计盈余公积金	170.4	221.09	270.93	320.47
2.6.4	累计未分配利润	551.13	822.68	1086.66	1347.96
	资产负债平衡	0	0	0	0
计算指	资产负债率（%）	0.92	0.83	0.76	0

序号	项目	运行期			
		第23年	第24年	第25年	第26年
标					

