

屋面光伏项目

可行性研究报告

编制单位：陕西光智达新能源科技公司

二〇二四年十二月

批准：

签字：

校对：

签字：

校核人：

签字：

编写人：

签字：

目录

1 综合说明	1
1.1 工程总体概况	1
1.2 工程范围	1
1.3 太阳能资源	1
1.4 场址及建设条件	3
1.5 工程任务和规模	3
1.6 系统方案及发电量测算	4
1.7 电气设计	4
1.8 土建工程	6
1.9 消防设计	6
1.10 施工组织设计	7
1.11 工程管理设计	7
1.12 环境保护与水土保持设计	7
1.13 劳动安全与职业卫生设计	8
1.14 节能降耗分析	8
1.15 工程投资估算	8
1.16 财务评价	8
1.17 项目风险分析	9
1.18 结论及建议	9
1.19 项目特性表	9
2 太阳能资源	11
2.1 区域太阳能资源概况	12
2.2 太阳能资源评估	14
2.3 气象条件影响分析	18
3 场址及建设条件	22
3.1 项目地位置	22
3.2 区域地质构造及地震	22
3.3 道路条件	23
3.4 电网接入条件	24
4 项目任务与规模	25
4.1 工程任务	25
4.2 工程规模	27

4.3 工程建设必要性	27
5 光伏系统方案	29
5.1 光伏系统总说明	29
5.2 电站主要系统	29
5.3 系统的分层结构设计	29
5.4 光伏组件选型	30
5.5 光伏方阵布置	37
5.6 逆变器选型	42
5.7 串并联设计	49
5.8 监控和通讯	50
5.9 光伏组件清洗	51
5.10 光伏系统防雷保护	52
5.11 光伏系统设备配置	53
5.12 发电量计算	53
6 电气	63
6.1 电气一次	63
6.2 电气二次	73
6.3 主要设备材料表	79
7 土建工程	82
7.1 概况	82
7.2 设计依据	82
7.3 结构设计	83
7.4 屋顶荷载核算	86
7.5 沉降观测	88
7.6 给水排水	88
7.7 采暖、通风与空气调节	88
8 消防设计	88
9 施工组织设计	90
9.1 施工条件	90
9.2 施工总布置	90
9.3 施工交通运输	92
9.4 主体工程施工	92
9.5 施工总进度	94

10 工程管理设计	96
10.1 工程管理机构	96
10.2 主要管理设施	97
10.3 工程运行和维护	97
11 环境保护	102
11.1 环境保护	102
11.2 水土保持	106
12 劳动安全与职业卫生	110
12.1 总则	110
12.2 施工期和运行期间主要危险因素	111
12.3 劳动安全及职业卫生设计原则及措施	112
12.4 工程运行期安全管理	117
12.5 预期效果评价	118
12.6 建议	118
13 节能降耗	120
13.1 节能降耗措施	120
13.2 节能降耗分析	120
14 工程投资估算	121
14.1 编制说明	122
14.2 编制方法	122
14.3 工程设计概算	126
15 财务评价与社会效果分析	136
15.1 项目概况	136
15.2 财务评价	136
15.3 社会效果分析	142
15.4 财务评价附表	143
16 项目风险分析	163
16.1 政策风险	163
16.2 屋顶使用风险	163
16.3 经营风险	167
附图：组件布置图	169
附图：接入系统示意图	170
附图：电气系统主接线示意图	171

1 综合说明

1.1 工程总体概况

项目名称：屋面光伏项目

建设单位：重庆宏泰新能源公司

建设地点：重庆市西彭镇

项目规模：光伏装机 3.4996MW_p

项目性质：厂房屋顶分布式光伏项目

土地性质：商业用地

用电电价：

运营期：25 年

屋顶面积：约 4.35 万平方米

光伏发网模式：自发自用，余电不上网

1.2 工程范围

屋面光伏项目包含：厂房彩钢瓦屋面组件安装、逆变器选型、光伏发电系统及相关配套系统设计。设计分界面：公司 10kV 高压控制室 31PS#及 32PS#的 10kV 母线末端。

1.3 太阳能资源

重庆地区位于北纬 $28^{\circ} 10' \sim 32^{\circ} 13'$ ，东经 $105^{\circ} 11' \sim 110^{\circ} 11'$ ，平均海拔高度 400m，地势由西向东逐步升高，从南北向长江河谷倾斜，全市以中低山为主，约占幅员面积的 63.3%，丘陵约占 25.3%，平坝、台地约占 11.4%。气候属于典型的夏热冬冷地区，冬暖春早、夏热秋凉、无霜期长、多云雾、少霜雪、阴天多、雨季长、湿度

大，年平均气温约 18°C ，冬季最低气温平均在 $6\sim 8^{\circ}\text{C}$ ，夏季平均气温在 $27\sim 29^{\circ}\text{C}$ ，最高气温 43°C ，俗有“火炉”之称。

重庆地区太阳能辐射量在 3~10 月份较充足，夏季太阳能辐射最大，春季和秋季次之，冬季最小。东段较多在 $970\text{kWh}/\text{m}^2$ 以上，渝东北巫溪、巫山、奉节等地最多在 $1020\text{kWh}/\text{m}^2$ 以上；中西段较少在 $970\text{kWh}/\text{m}^2$ 以下。据相关气象资料统计，重庆地区年辐射总量为 $940\sim 1160\text{kWh}/\text{m}^2$ ，年日照时数为 $1000\sim 1400\text{h}$ ，重庆市日照百分率为 $25\%\sim 35\%$ 。

MeteoNorm 软件包含了世界上 8300 多个气象站观测数据，数据种类包括太阳总辐射、温度、湿度、降水、降水日数、风速和风向以及日照时数数据。对于太阳总辐射，MeteoNorm 利用附近气象站太阳总辐射多年实测数据，结合 Sherpard 重力插值方法求得。MeteoNorm 给出的重庆市太阳能资源分布见图 1.3-1。

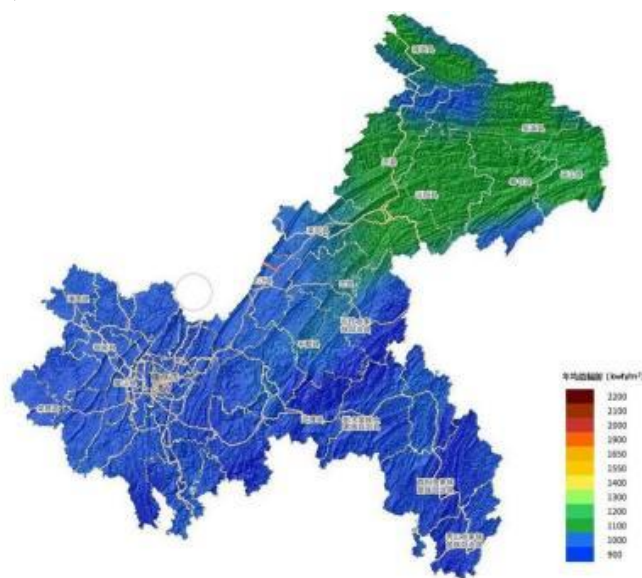


图1.3-1重庆市太阳能辐射分布图（年均总辐射）

1.4 场址及建设条件

本工程地址位于重庆市西彭镇，经纬度位于经度： 106.63° ，纬度： 29.30° ，经核实项目周边区域暂无影响光伏项目运营的污染源。

本工程基于既有建（构）筑物屋面，厂房为 2003 年建设的彩钢瓦屋面，厂区道路满足设备运输条件，厂区运行维护方便，在电气及安全生产要求的前提下，投资建设分布式光伏项目，建设条件是可行的。

1.5 工程任务和规模

本工程利用厂房现有的厂房屋顶面积约为 4.35 万平方米，光伏装机容量 3.4996MWp，光伏项目设计运行寿命为 25 年。

光伏根据系统设计软件及项目建设的具体情况，平行于厂房屋面彩钢瓦屋面安装，总共拟采用 650Wp 单晶硅 N 型光伏组件 5384 块，分别接入 9 台 250kW 和 2 台 300kW 的组串式逆变器。其中 4 台 250kW 和 2 台 300kW 逆变器接入 2000kVA 的 10kV 升压变电站，以 10kV 电压等级接入 10kV 高压控制室（31PS）10kV 母线末端；剩余 5 台 250kW 逆变器接入 1600kVA 的 10kV 升压变电站，以 10kV 电压等级接入 10kV 高压控制室（32PS）10kV 母线末端。10kV 升压变电站均布置在厂房绿化带和空地处。以“自发自用，余电不上网”的方式消纳电力。

1.6 系统方案及发电量测算

经现场踏勘及光伏板初步布置，本工程光伏总装机容量为 3.4996MW_p，含 11 台组串式逆变器。光伏电站建成后，光伏的首年衰减后有效利用小时数约为 818.49h，25 年年均利用小时数约为 778.81h，25 年年均发电量约 272.55 万 kWh。

1.7 电气设计

本项目总装机容量约 3499.6kW_p。每 22-24 块 650W_p 单晶硅组件串联作为一串，每 20-24 组串接入 300kW 或 250kW 组串式逆变器，整个工程厂房屋面共计设置逆变器 11 台，交流侧装机容量为 2850kW。经逆变器逆变后分散接至就 10kV 升压变电站，本工程新建 10kV 升压变电站 2 座，装机容量分别为 2000kVA 和 1600kVA。升压后以 10kV 并网线路接至厂区#31PS、#32PS 高压控制室 10kV 母线末端。分布式光伏发电系统 10kV 接地方式与厂区已有 10kV 系统接地方式一致，低压侧 0.8kV 为中性点接地系统。

电气配置详见下表 1.7-1

厂房	屋面性质	组件数量	组件功率 W _p	装机容量 kW _p	逆变器型号 kW	逆变器数量	逆变器总功率 kW	容配比	接入点	变压器容量 kVA
热轧厂	彩钢瓦屋面	480	650	312	250	1	250	1.25	32PS	1600
		480	650	312	250	1	250	1.25		
		480	650	312	250	1	250	1.25		
		480	650	312	250	1	250	1.25		
		480	650	312	250	1	250	1.25		
		480	650	312	250	1	250	1.25	31PS	2000
		480	650	312	250	1	250	1.25		
		480	650	312	250	1	250	1.25		
		480	650	312	250	1	250	1.25		
		480	650	312	250	1	250	1.25		
		512	650	332.8	300	1	300	1.11		
		552	650	358.8	300	1	300	1.20		
	合计：	5384		3499.6	2850	11	2850	1.23		3600

1.8 土建工程

本次利用现有的厂房屋顶总面积约为 4.35 万平方米，为 2003 年建设的厂房，本次利用的热轧生产车间为钢筋混凝土排架结构加轻钢屋盖。屋面为彩钢瓦，屋顶有通风器、采光带，无其他障碍物，光伏区域已避开通风器、采光带。生产区域有加热炉，会造成屋顶温度过高，该区域布置光伏组件存在安全隐患，光伏区域已避开。厂房建造年限较久，轻钢屋盖需加固后方能安装光伏板。

彩钢瓦屋面的光伏支架采用横梁支架，组件、横梁支架通过成套夹具直接与屋面固定，与屋顶平行铺设，不破坏屋顶原有的防水层，保证结构的安全性。

1.9 消防设计

本工程遵循电力工业“安全第一”及消防工作“预防为主、防消结合”的方针，按照有关规程、规范及规定的要求进行消防设计。消防设计力求技术先进，性能可靠，使用方便，经济合理。消防设计原则：应严格执行《建筑防火通用规范》、《建筑设计防火规范（2018 版）》、《建筑灭火器配置设计规范》和《消防设施通用规范》；严格控制使用易燃、可燃材料；有利防火、灭火,便于火灾扑救；确保人身安全。

本工程厂房屋顶布置光伏组件，组串式逆变器屋顶支架安装，在配电房箱变旁布置并网计量柜。光伏组件为难燃烧物，但是屋顶一旦发生火灾，对正常生产会造成影响，故按照 E 类火灾，在车间楼顶光伏组件布置区域每 25m 设

置 1 组 5kg 手提式干粉（磷酸铵盐）灭火器，升压变区域设置 1 组 20kg 推车式干粉（磷酸铵盐）灭火器，用于扑救初期火灾。施工期施工区域布置一定数量手提式干粉灭火器，用于扑救初期火灾。

1.10 施工组织设计

根据当地的气候条件，发挥技术优势，积极配合其他各专业工种施工，科学的组织安装交叉作业，精心施工，满足施工进度计划。

在安装过程中，光伏发电系统将成为建筑的有机组成部分，实现与建筑风格统一，而不是将光伏发电设备简单安装。

本项目施工生产用水从已有供水管网引接。

1.11 工程管理设计

结合本光伏发电工程的特点，明确工程的管理范围以及管理办法。本光伏电站的光伏方阵、逆变器、监测通信系统、配电系统等设施为本项目生产区范围。

生活区充分利用已有设施。各自范围严格区分，统一工程管理。

1.12 环境保护与水土保持设计

本工程为清洁能源发电工程，无生产废水，无烟尘、SO₂、NO_x 等烟气污染物和温室气体 CO₂ 的排放，不会对周围环境产生负面影响，又能创造电力，因此本工程的建设有良好的环境效益：可减少大气污染，改善当地的生态环

境，有利于环境和资源保护。可见，本工程的建设能实现经济与环境的协调发展，节能和环保效益显著。

1.13 劳动安全与职业卫生设计

本工程在设计中对防火、防电伤、防机械伤害以及防暑、防寒等各方面均按各项规程、规范、标准等采取了相应的措施，为分布式光伏电站的安全生产、减少事故发生创造了较好的条件。

1.14 节能降耗分析

本光伏电站工程的建设符合可持续发展的原则，是国家能源战略的重要体现。项目建成后，25年平均发电量约272.55万kWh。按照火电煤耗每度电耗标准煤326g，投运后每年可节约标准煤约819.56t标煤，相应可减少CO₂排放量约2245.81t，减少SO₂排放量226.22kg，减少NO_x排放量362.49kg，减少烟尘排放量46.33kg。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。

1.15 工程投资估算

屋面光伏项目工程静态投资为万元，建设期利息万元，动态投资万元。

1.16 财务评价

(1)本光伏电站建设工期为4个月，项目静态投资万元。单位千瓦静态投资为元/kWp。

(2)本项目按综合电价进行财务评价得出：

1.17 项目风险分析

项目运营期间可能存在的主要风险有：政策风险、屋顶使用风险和经营风险。

1.18 结论及建议

本工程的可行性研究表明，在技术上是可行，经济上合理。建议投资方加快项目开发进程，推动本工程早日竣工发电，以利于发挥其社会与经济效益。

1.19 项目特性表

表1.16-1项目特性表

一．光伏电站工程站址概况			
项目	单位	数量	备注
光伏装机容量	kWp	3499.6	
屋顶面积	m ²	约4.35万	
纬度（北纬）	--	29.30°	
经度（东经）	--	106.63°	
海拔高度	m	270	
年平均辐射量	MJ/m ² .a	3738.9	
二．主要气象要素			
多年平均气温	℃	18	
历史最高气温	℃	43	
历史极端最低气温	℃	-0.9	
年平均降雨量	mm	1015	
三．主要设备			
项目	单位	数量	备注

1.N型双面双波单晶硅光伏组件			
最大功率 (P _{max})	W _p	650	
最佳工作电压 (V _{mp})	V	48.33	
最佳工作电流 (I _{mp})	A	13.45	
开路电压 (V _{oc})	V	57.60	
短路电流 (I _{sc})	A	14.10	
组件效率	%	23.3	
工作温度范围	℃	-40 ~ +70	
最大系统电压	V	DC1500	
输出功率公差	%	0~ + 3	
最大功率 (P _{max}) 的温度系数	%/℃	-0.29	
开路电压 (V _{oc}) 的温度系数	%/℃	-0.25	
短路电流 (I _{sc}) 的温度系数	%/℃	0.045	
重量	kg	34.0kg	
光伏组件尺寸结构	mm	2465 × 1134 × 30	
2. 300kW逆变器			
输出额定功率	kW	300	
中国效率	%	98.53	
欧洲效率	%	99.03	
输入直流侧电压范围 (MPPT)	V	500-1500	
最大直流电压	V _{dc}	1500	
最大直流输入电流	A	65A × 6	
交流输出电压范围	V _{ac}	800V,3W+PE	
输出频率范围	Hz	50Hz	

输出电流总谐波畸变率	--	<3%	
功率因数	--	0.8超前-0.8滞后	
工作环境温度范围	℃	-30--+60	
3. 250kW逆变器			
输出额定功率	kW	250	
中国效率	%	98.52	
欧洲效率	%	99.01	
输入直流侧电压范围（MPPT）	V	500-1500	
最大直流电压	V _{dc}	1500	
最大直流输入电流	A	65A × 6	
交流输出电压范围	V _{ac}	800V, 3W+PE	
输出频率范围	Hz	50Hz	
输出电流总谐波畸变率	--	<3%	
功率因数	--	0.8超前-0.8滞后	
工作环境温度范围	℃	-30--+60	

2 太阳能资源

2.1 区域太阳能资源概况

2.1.1 全国太阳能资源概况

我国属世界上太阳能资源丰富的国家，全年辐射总量约 $91.7 \sim 2333.0 \text{ kWh/m}^2$ 。全国总面积 $2/3$ 以上地区年日照时数大于 2000 小时，太阳能理论总储量约 $147 \times 10^8 \text{ GWh/年}$ 。我国西藏、青海、新疆、甘肃、宁夏、内蒙古高原的总辐射量和日照时数均为全国最高，亦属世界太阳能资源丰富地区。

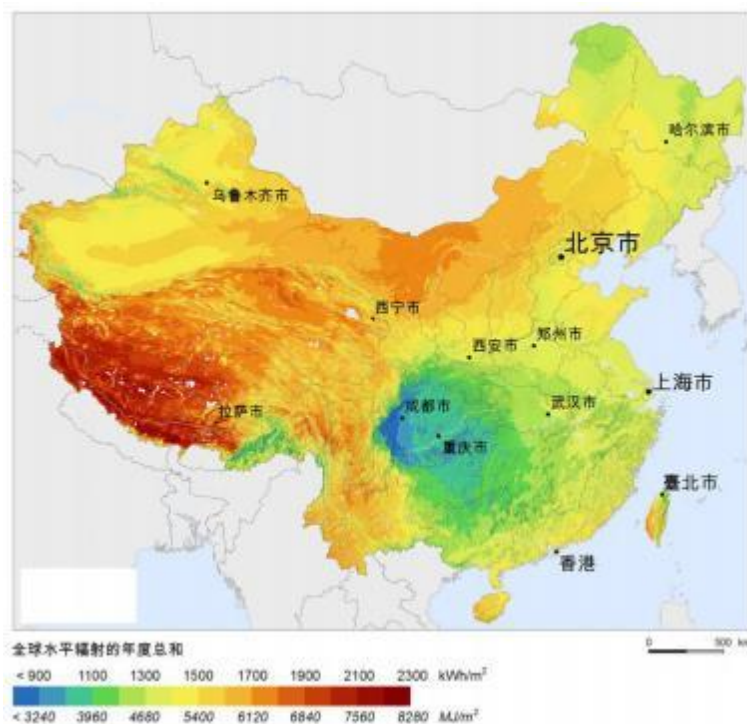


图2.1-1我国各地区年太阳辐射量分布图

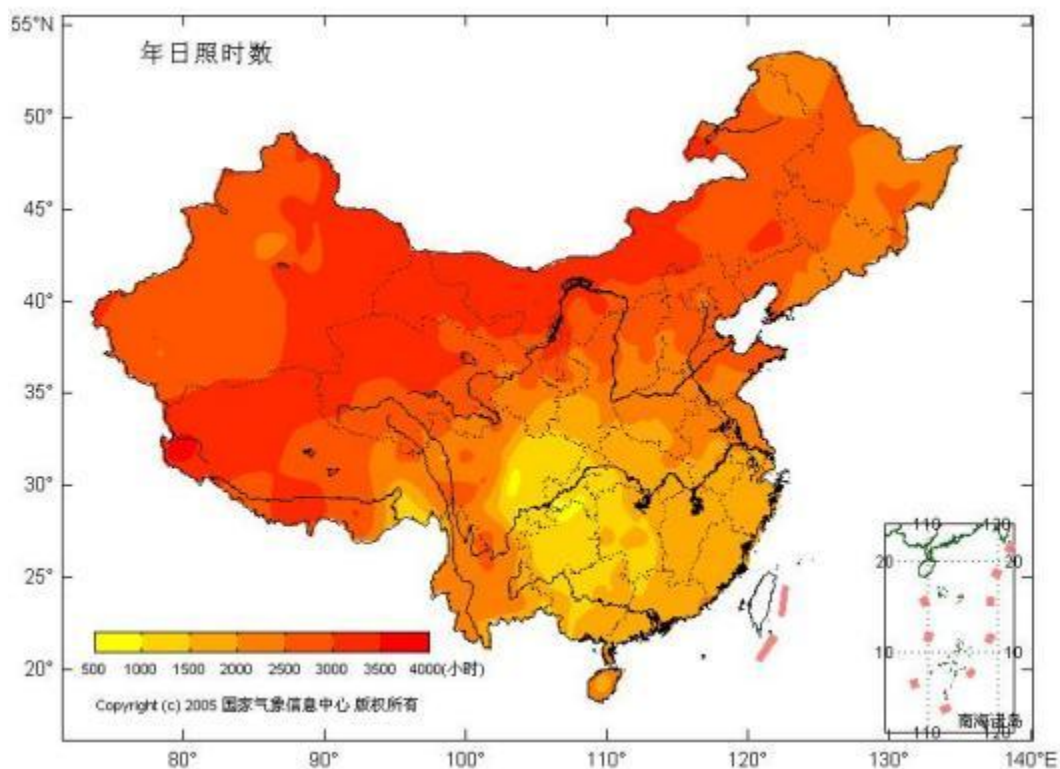


图2.1-2我国各地区年日照时数分布图

根据国家标准 GB/T31155-2014《太阳能资源等级总辐射》中太阳能总辐射年辐照量等级，太阳能资源划分为四类，详见下表。

表2.1-1太阳能总辐射年辐照量等级

等级名称	分级阈值/ $\text{MJ}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$	等级符号
最丰富	$G \geq 6500$	A
很丰富	$5040 \leq G < 6500$	B
丰富	$3780 \leq G < 5040$	C
一般	$G < 3780$	D

2.1.2重庆地区太阳能资源概况

重庆地区位于北纬 $28^{\circ} 10' \sim 32^{\circ} 13'$ ，东经 $105^{\circ} 11' \sim 110^{\circ} 11'$ ，平均海拔高度 400m，地势由西向东逐步

升高，从南北向长江河谷倾斜，全市以中低山为主，约占幅员面积的 63.3%，丘陵约占 25.3%，平坝、台地约占 11.4%。气候属于典型的夏热冬冷地区，冬暖春早、夏热秋凉、无霜期长、多云雾、少霜雪、阴天多、雨季长、湿度大，年平均气温约 18℃，冬季最低气温平均在 6~8℃，夏季平均气温在 27~29℃，最高气温 43℃，俗有“火炉”之称。

重庆地区太阳能辐射量在 3~10 月份较充足，夏季太阳能辐射最大，春季和秋季次之，冬季最小。东段较多在 970kWh/m² 以上，渝东北巫溪、巫山、奉节等地最多在 1020kWh/m² 以上；中西段较少在 970kWh/m² 以下。据相关气象资料统计，重庆地区年辐射总量为 940~1160kWh/m²，年日照时数为 1000~1400h，重庆市日照百分率为 25%~35%。

2.2 太阳能资源评估

2.2.1 Meteonorm 数据

Meteonorm 软件包含了世界上 8300 多个气象站观测数据，数据种类包括太阳总辐射、温度、湿度、降水、降水日数、风速和风向以及日照时数数据，数据库被用于 PVsyst《太阳能光伏系统设计软件》等软件，数据库最新版本为 Meteonorm。通过插值，Meteonorm 可以获得任何地方的太阳辐射数据。对于太阳总辐射数据，Meteonorm 利用附近气象站太阳总辐射多年实测数据根据 Sherpard 重力插值方法求得。读取本光伏场址 Meteonorm 典型年数据，见表

2.2-2。可知，场址总辐射年值为 886.9kWh/m²，总辐射年内变化区间为 30.0 ~ 131.9kWh/m²。

表2.2-2Meteonorm典型月数据

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
月平均辐射量 (kWh/m²)	30	38.1	61.9	87.5	101.2	99.9	131.9	129.8	88.0	52.5	40.1	26.1

数据源

Meteonorm 8.1 (1991-2000)

	水平面总辐射量	水平面散射辐射量	温度	风速	大气浑浊因子	相对湿度
	kWh/m²/mth	kWh/m²/mth	°C	m/s	[]	%
1月	30.0	25.7	7.8	1.70	8.024	78.7
2月	38.1	34.4	10.2	1.81	8.248	74.3
3月	61.9	52.8	14.6	2.01	8.821	71.4
4月	87.5	65.5	18.9	2.09	8.566	73.5
5月	101.2	67.8	22.3	2.00	7.115	74.5
6月	99.9	71.6	24.7	1.90	6.235	80.1
7月	131.9	91.1	29.1	2.01	5.421	69.2
8月	129.8	85.0	28.6	2.00	5.901	67.4
9月	88.0	63.4	23.8	2.01	6.198	75.9
10月	52.5	46.0	18.7	1.70	7.737	81.9
11月	40.1	32.7	13.8	1.80	8.302	82.6
12月	26.1	23.8	9.1	1.69	8.365	80.8
年	886.9	659.8	18.5	1.9	7.411	75.9

水平面总辐射量 年际变化 6.3%

所需数据

☒ 水平面总辐射量

☒ 平均外部温度

额外数据

☒ 水平面散射辐射量

☒ 风速

☒ 大气浑浊因子

☒ 相对湿度

辐射单位

☐ kWh/m²/day

☒ kWh/m²/mth

☐ MJ/m²/day

☐ MJ/m²/mth

☐ W/m²

☐ 晴空指数 Kt

图2.2-2 Meteonorm典型月数据

2.2.2 NASA 数据

NASA 数据是美国国家航空航天局通过对卫星观测数据的反演，免费为用户提供分辨率为 3 ~ 110 公里近 22 年的平均逐月推算总辐射量。

读取本光伏场址 NASA 典型年数据，见表 2.2-3。可知，场址总辐射年值为 1118.2kWh/m²，总辐射年内变化区间为 53.9 ~ 142.0kWh/m²。

表2.2-3NASA典型月数据

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
----	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----

月平均辐射量 (kWh/m ²)	58.0	61.9	94.2	109.2	123.1	115.5	142.0	137.6	94.5	70.4	57.9	53.9
----------------------------------	------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	------	------	------	------

2.2.3 SolarGIS 数据

SolarGIS 是由 GeoModelSolars.r.o.开发的太阳能评估和规划交互式工具，利用卫星遥感数据、全球大气再分析资料、GIS（地理信息系统）技术和先进的科学算法得到高分辨率太阳能资源及气候要素数据库，涉及范围已涵盖欧洲、非洲和亚洲。SolarGIS 实质上由一系列高分辨率的气象要素数据库构成，其中太阳辐射数据分辨率可达到 250m。SolarGIS 采用的是半经验的辐射传输模式，主要输入资料有 Meteosat、GOES、MTSAT 等卫星的云指数和降雪指数、CFSR、GFS 再分析数据的水汽资料，Merra-2、MACC 再分析数据的大气光学厚度数资料，GFS 和 CSFR 再分析数据积雪厚度资料以及 SRTM-3 的数字地形资料，最终计算得出的包括太阳辐射、温度在内的一系列气象要素值，日内瓦大学认为市场上最优秀的太阳能资源前期工具。

读取本光伏场址 SolarGIS 典型年数据。可知，场址总辐射年值为 1042.1kWh/m²，总辐射年内变化区间为 32.2 ~ 140.2kWh/m²。



图2.2-3 SolarGIS数据

2.2.4 太阳能资源分析结论

所在位置 Meteonorm、NASA 和 SolarGIS 月总辐射曲线图如图 2.2-4 所示：

图2.2-4Meteonorm和NASA、SolarGIS逐月总辐射曲线 (kWh/m²)

通过以上分析计算,各数据月际变化趋势基本一致。
Meteonorm 中太阳能年总辐射值为 886.9kWh/m², NASA 中太阳能年总辐射值为 1118.2kWh/m², SolarGIS 中太阳能年总

辐射年值为 $1042.1\text{kWh}/\text{m}^2$ 。其中 NASA 数据较 Meteonorm 和 SolarGIS 提供的辐射数据偏高，误差相对较大；NASA 数据的空间分辨率偏低（ $110\text{km} \times 110\text{km}$ ），从而数据精度也偏低。考虑到场区无长序列辐射数据，为避免出现较大不确定性，本阶段参照 Meteonorm、NASA 与 SolarGIS 辐射数据的均值进行场区太阳能资源评估，综合年总辐射值约 $986.7\text{kWh}/\text{m}^2$ ，根据《太阳能资源等级总辐射》（GB/T31155-2014）中关于总辐射年辐照量等级相关规定，本工程地区太阳能资源年辐照量等级为 D 级。

该区域太阳能资源属于“一般”地区，适合光伏项目的建设。

2.3 气象条件影响分析

本工程场址位于重庆市九龙坡区西彭镇，西彭镇属亚热带季风湿润气候，冬季不冷，1 月平均气温普遍在 0°C 以上；夏季较热，7 月平均气温一般为 25°C 以上；冬夏风向有明显变化；年降水量一般在 1000mm 以上，主要集中在夏季。根据距离场址直线距离最短的气象站——沙坪坝气象站 1951 年~2019 年的实测气象资料，将各主要气象要素进行统计，如图 2.3-1 所示。

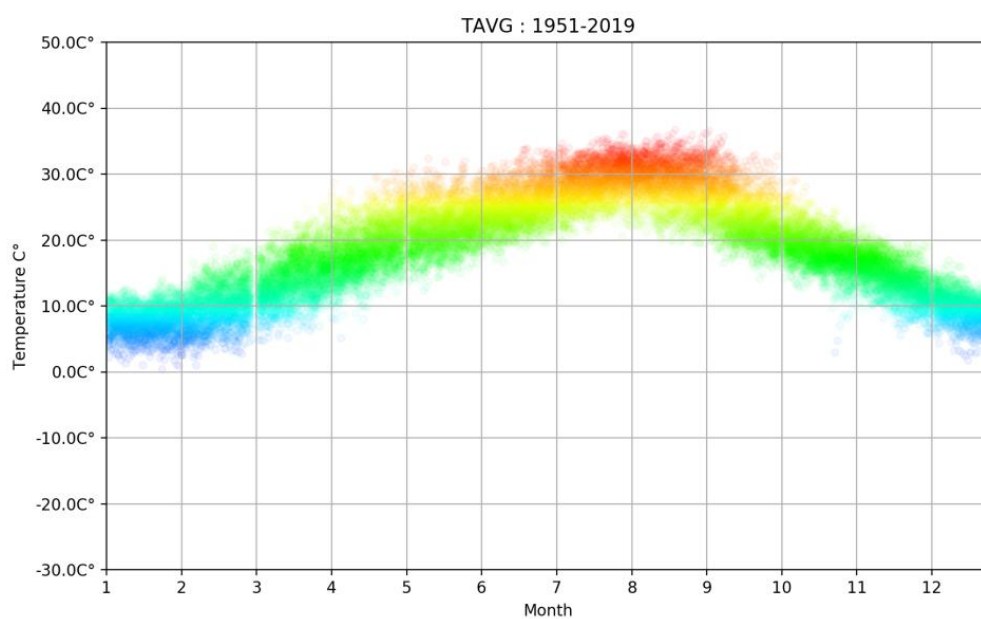


图 2.3-1 1951年-2019年重庆历史月平均气温分布图

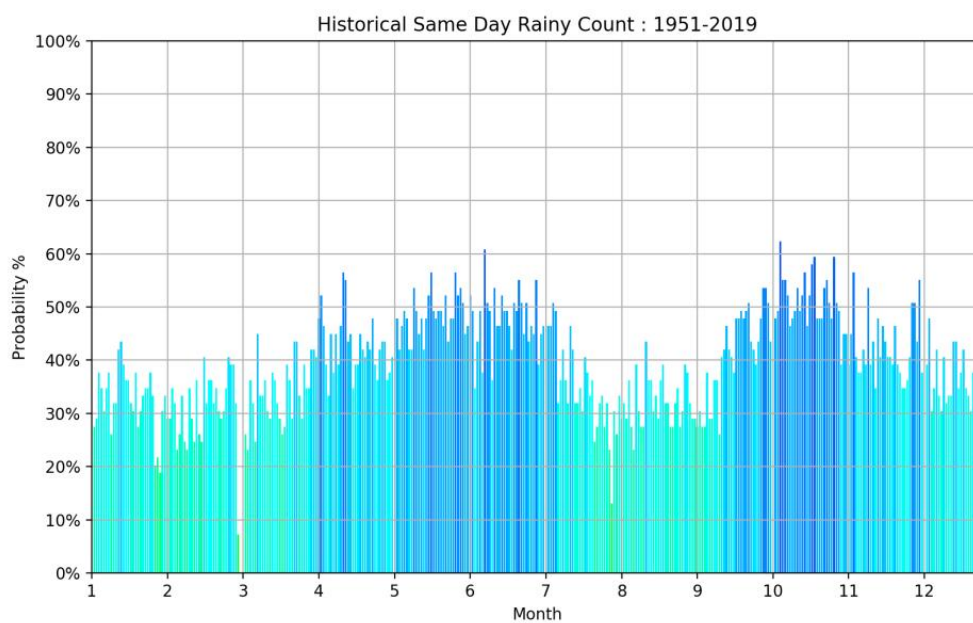
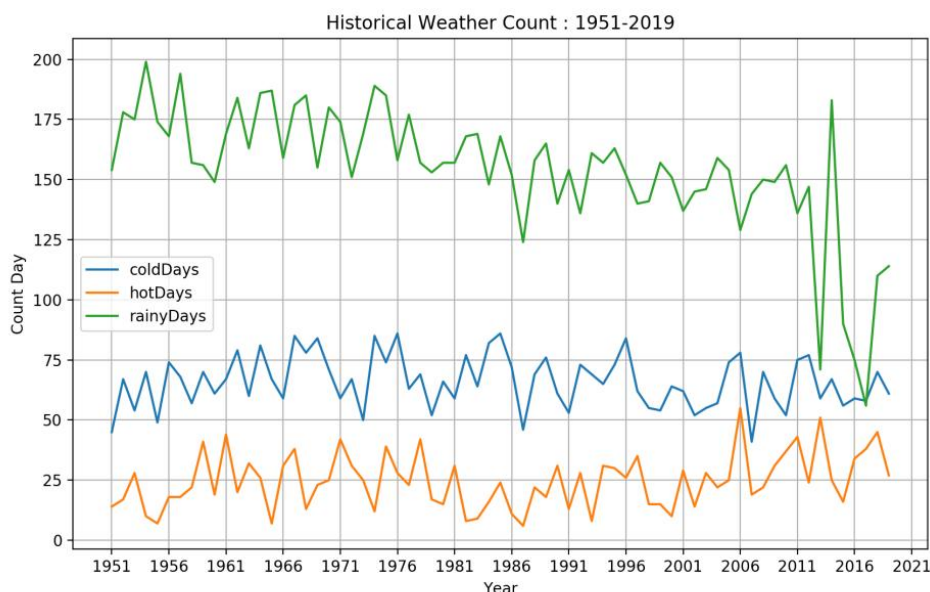


图 2.3-2 1951年-2019年重庆历史降雨频率分布图



（橙色、蓝色、绿色线条分别表示高温、低温和降雨天数）

图 2.3-2 1951年-2019年重庆历史高低温及降雨天数统计图

2.3.1 气温条件影响分析

本工程光伏组件的工作温度应控制在其允许范围以内，对于本工程的逆变器，其工作温度也应控制在允许范围内。故本工程光伏组件及逆变器的选型应考虑气温的影响。

2.3.2 大风影响分析

本工程场址区地势平坦开阔，多年平均风速为 1.5m/s ，多年最大风速 5.0m/s 。当光伏组件周围空气处于低速风状态时，可增强组建的强制对流散热，降低光伏组件板面工作温度，从而在一定程度上提高发电量。累年最大瞬时风速为 20m/s ，由于光伏组件方阵迎风面积较大，组件支架设计必须考虑风荷载的影响。

2.3.3 风沙影响分析

沙尘会削弱到达地面的太阳辐射，沉降在光伏组件表面的沙尘则会降低太阳能发电量。西彭镇近年沙尘暴几乎没有，对光伏电站的发电量影响较小。但园区内在光伏组件使用过程中，仍需要对组件定期清洁，以保证其在使用过程中保持最佳工作状态。

2.3.4 雷暴影响分析

本工程拟建场址区年最多雷暴日为 36 天。应根据光伏组件布置的区域面积及运行要求合理设计防雷接地系统。

3 场址及建设条件

3.1 项目地位置

屋面光伏项目位于重庆市西彭镇，东经 106.63° ，北纬 29.30° ，交通便捷，本项目主要利用厂车间屋顶建设分布式光伏。厂址区域位置如下图：

图3.1-1厂区卫星图

3.2 区域地质构造及地震

3.2.1 站址地理状况描述

本拟建站址处于川东褶皱带的重庆弧形构造的观音峡背斜西翼，岩层呈单斜产出，产状 $274^{\circ} \angle 68^{\circ}$ 为层间裂隙，间距一般 $0.1\text{m} \sim 1.2\text{m}$ ，延伸长度大于 10m ，面平直光滑，张开宽 $3\text{mm} \sim 5\text{mm}$ ，泥质充填，部分泥夹岩屑充填，厚 $1\text{mm} \sim 4\text{mm}$ 。粉砂质泥岩与砂岩接触层面属软弱结构面，结合很差。构造裂隙较发育，据在场地内的基岩露头处实测，主要有 2 组裂隙，其特征分述如下：①组产状 $162^{\circ} \angle 63^{\circ}$ ，间距 $0.5\text{m} \sim 1.3\text{m}$ ，延伸长 $1\text{m} \sim 3\text{m}$ ，面平直，裂隙呈微张～闭合状，无充填胶结物或局部少许泥质充填，结合很差；②组 $332^{\circ} \angle 72^{\circ}$ ，间距 $0.8\text{m} \sim 1.5\text{m}$ ，延伸长 $2\text{m} \sim 4\text{m}$ ，面平直，呈微张～闭合状，无充填胶结物或局部少许泥质充填，结合很差，裂隙面均属软弱结构面。

据现场地面调查，场地内裂隙总体较发育，场内及附近未发现断层。

3.2.2 场地地震效应

(1) 抗震设防烈度据《建筑抗震设计规范》(GB50011—2010)附录 A 中我国主要城镇抗震设防烈度、设计基本地震加速度和设计地震分组,将拟建站区划归为:抗震设防烈度为 6 度,设计地震分组为第二组,《中国地震动参数区划图》(GB18306-2015)规定,设计基本地震加速度值为 0.05g。本次勘测为可行性勘察,准确场地土类别待以后勘察阶段解决,场地土类别暂定为 II 类。

(2) 建筑抗震地段划分

根据《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010)表 4.1.1 中的有关规定,结合勘察场地的地质条件,综合初步判定,本场地属抗震一般地段。

3.2.3 建筑屋顶概况

本项目在厂已建厂房屋顶新建光伏,坐落于重庆市西彭镇。热轧生产车间厂房 2003 年建设,结构为钢筋混凝土排架结构加轻钢屋盖,屋面为彩钢瓦,屋顶有通风器、采光带,无其他障碍物,光伏区域已避开通风器、采光带。生产区域有加热炉,会造成屋顶温度过高,该区域布置光伏组件存在安全隐患,光伏区域已避开。厂房建造年限较久,轻钢屋盖需加固后方能安装光伏板。

3.3 道路条件

经现场收资,厂区道路状况良好,满足施工物资的运输要求。

3.4 电网接入条件

厂有 31PS、32PS 和 33PS 共 3 个 10kV 高压控制室。本工程光伏发电系统拟建 1 台 2000kVA 升压变电站和 1 台 1600kVA 升压变电站，采用 10kV 电压等级分别接入 31PS 及 32PS 高压控制室 10kV 母线末端。31PS 及 32PS 高压控制室 10kV 母排为 TMY：3 × (10 × 120)，满足要求，可作为本工程 10kV 并网接入点。

4 项目任务与规模

4.1 工程任务

随着经济全球化进程不断加快，能源问题已引起党中央、国务院的高度重视，作为国民经济发展支柱产业，电力产业的发展受到更为广泛的关注。水电受制于地理、地质、气候及人文环境等因素，而且由于其对水资源、水生生物资源、水生态环境以及局部地区陆域环境的不利影响，发展受到越来越多的限制，个别地方甚至由于水电发展引起国际纠纷；火力发电是一个资源、能源消耗巨大的产业，而且伴随着相对严重的大气污染、水污染等；核电则由于安全隐患问题常常引起民众的担忧，近年来个别核电项目还因为舆情和民众反对声浪高涨而搁置。

所以，如何在保证发电良好运转和发展的同时又控制其对社会、环境的副作用是人们一直在探索的课题。太阳能是干净的、清洁的、储量极为丰富的可再生能源，太阳能发电是目前世界上先进的能源利用技术。发展光伏发电产业，不消耗煤、石油、天然气、水、大气等自然资源，亦不产生有害气体、污染粉尘，不引起温室效应、酸雨现象等，可有效地保护生态环境，目前已受到世界各国的重视。

4.1.1 区域经济概况

九龙坡区，隶属重庆市，地处重庆市主城区西部，地理坐标约为东经 $106^{\circ} 14' 52'' \sim 106^{\circ} 32' 55''$ ，北纬 $29^{\circ} 15' 29'' \sim 29^{\circ} 33' 44''$ 之间，总面积 432 平方千米。截至

2023 年末，九龙坡区常住人口 154.02 万人。截至 2023 年末月，九龙坡区下辖 9 个街道、10 个镇。2023 年初步核算，全年实现地区生产总值 1867.07 亿元，按不变价格计算，比上年增长 6.5%。按常住人口计算，全年人均地区生产总值 121404 元，比上年增长 6.1%。

分产业看，第一产业增加值 8.18 亿元，增长 4.3%；第二产业增加值 643.88 亿元，增长 4.4%；第三产业增加值 1215.01 亿元，增长 7.7%。三次产业结构比为 0.4：34.5：65.1。

从三次产业对经济增长的贡献看，一、二、三产业对全区经济的贡献率分别为 0.3%、23.4%、76.3%。从对经济增长的拉动看，二、三产业分别拉动经济增长 1.5、5.0 个百分点。民营经济增加值 1120.21 亿元，增长 7.5%，占全区经济总量的 60.0%。

4.1.2 工程开发任务

本工程利用厂现有的厂区楼屋顶约为 4.35 万平方米，光伏装机容量 3.4996MW_p，项目设计运行寿命为 25 年。

根据系统设计软件及项目建设的具体情况，厂区楼屋顶光伏方阵平行屋面倾角安装，拟采用 650W_p 单晶硅 N 型光伏组件 5384 块，分别接入 250kW 组串式逆变器 9 台和 300kW 组串式逆变器 2 台，2000kVA 升压变电站一座，1600kVA 升压变电站一座，以 10kV 电压等级接入用户 10kV 配电装置母线末端，以“自发自用，余电不上网”的方式消纳电力。

4.2 工程规模

屋面光伏项目位于重庆市西彭镇，拟在厂区楼屋顶安装光伏组件，光伏装机容量 3.4996MW_p。

4.3 工程建设必要性

4.3.1 符合我国能源发展策略的需要

当前，我国的能源结构以常规能源（煤、石油和天然气）为主，由于常规能源的不可再生性，势必使得能源的供需矛盾日益突出。开发新能源是国家能源发展战略的重要组成部分，《中华人民共和国电力法》规定：“国家鼓励和支持利用可再生能源和清洁能源发电”。作为可再生能源的太阳能，“取之不尽、用之不竭”。大力发展太阳能发电，实现能源多元化，缓解对有限矿物能源的依赖与约束，是我国能源发展战略和调整电力结构的重要措施之一，也是保证我国能源供应安全和可持续发展的必然选择。

4.3.2 为当地光伏发电提供示范作用

从长远看，光伏发电将会占据世界能源消费的重要席位，不但要替代部分常规能源，而且将成为世界能源供应的主体。本项目的建设有利于电网主管部门总结光伏电站对电网系统影响的运行经验，促进我国光伏产业发展。

4.3.3 适应可持续发展的需要

随着重庆经济的快速发展，能源消耗量也与日俱增，但对能源的依存度也随之增大，电源主要以火力发电为主，单一的电源结构已难以满足当地用电需求和经济可持续发展的战略要求。因此，积极地开发利用本地区的太阳能等

清洁可再生能源已势在必行，以多元化能源开发的方式满足经济发展的需求是电力发展的长远目标。

为提高重庆市环境质量，创造良好的城区形象和国际影响力，积极开发利用太阳能等清洁能源是十分必要的。本项目在生产过程中，不产生或排出有害废气、废渣、废液，系无三废工业生产项目，不会造成环境污染，光伏电站的建设必将会给该地区带来良好的社会效益。

4.3.4 符合国民经济发展的需要

在厂新建光伏项目，积极开发利用太阳能资源符合国家的能源战略规划，是社会经济可持续发展的需要，光伏电站作为清洁能源将会对电网供电能力形成有益的补充，符合国民经济的发展需要。因此，本工程的建设是十分必要的。

4.3.5 推进太阳能开发利用技术发展的需要

本项目厂新建光伏项目，为进行太阳能开发利用技术的实验和研究提供了有利条件，项目建成后必将对推进太阳能开发利用技术发展发挥重要作用。

5 光伏系统方案

5.1 光伏系统总说明

屋面光伏项目位于重庆市西彭镇，拟利用厂现有厂区楼屋顶，面积约 4.35 万平方米。光伏装机容量 3.4996MW_p，光伏共安装 5384 块标准功率 650W_p 的单晶硅光伏组件，采用组串式逆变器的光伏发电系统。

5.2 电站主要系统

5.2.1 电站直流发电系统

光伏方阵到逆变器直流侧的电气系统，包括光伏组件、组件串联电缆、逆变器等。

5.2.2 电站监控系统

光伏发电系统需要设置必要的数据监控系统，对光伏发电系统的设备运行状况、实时气象数据进行监测与控制，确保光伏电站在有效而便捷的监控下稳定可靠的运行。

5.3 系统的分层结构设计

5.3.1 光伏发电单元

以一定数量的光伏组件串，经逆变器逆变升压成符合电网频率和电压要求的电源，称为光伏发电单元。

5.3.2 光伏发电系统

利用太阳电池的光生伏特效应，将太阳辐射能直接转换成电能的发电系统称为光伏发电系统。

5.4 光伏组件选型

5.4.1 太阳能电池概述

太阳能光伏系统中最重要的是电池，是收集阳光的基本单位。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）、非硅光伏电池（包括硒化铜铟 CIS、碲化镉 CdTe）。目前市场生产和使用的太阳能光伏电池大多数是用晶体硅材料制作的；薄膜电池中非晶硅薄膜电池占据薄膜电池大多数的市场。从产业角度来划分，可以把太阳能光伏电池划分为硅基电池和非硅电池，硅基电池已较佳的性价比和成熟的技术，占据了绝大多数的市场份额。

（1）晶体硅光伏电池

晶体硅仍是当前太阳能光伏电池的主流，多晶硅电池的生产主要有两种方法，一种是通过浇铸、定向凝固的方法，制成多晶硅的晶锭，再经过切割、打磨等工艺制成多晶硅片，进一步印刷电极、封装，制成电池。浇铸方法制造多晶硅片不需要经过单晶拉制工艺，消耗能源较单晶硅电池少，并且形状不受限制，可以做成方便光伏组件布置的方形：除不需要单晶拉制工艺外，制造单晶硅电池的成熟工艺都可以在多晶硅电池的制造中得到应用。另一种方法是在单晶硅衬底上采用化学气相沉积（VCD）等工艺形成无序分布的非晶态硅膜，然后通过退火形成较大的晶粒，以提高发电效率。多晶硅电池的效率能够达到 13-18%，低

于单晶硅电池的水平。单晶硅电池是最早出现，工艺最为成熟的太阳能光伏电池，也是大规模生产的硅基太阳能电池中效率最高的。单晶硅电池是将硅单晶进行切割、打磨制成单晶硅片，在单晶硅片上经过印刷电极、封装流程制成的，现代半导体产业中成熟的拉制单晶、切割打磨以及印刷刻版、封装等技术都可以在单晶硅电池生产中直接应用。大规模生产的单晶硅电池效率可以达到 14–20%。和多晶硅电池相比，单晶硅电池效率较高，能够节约硅原料，达到工艺成本和效率的平衡。

（2）非晶硅电池和薄膜光伏电池

非晶硅电池是在不同衬底上附着非晶态硅晶粒制成的，工艺简单，硅原料消耗量少，衬底廉价，并且可以方便地制成薄膜，具有弱光性好，受高温影响小的特性。自上个世纪 70 年代发明以来，非晶硅电池，特别是非晶硅薄膜电池经历一个发展的高潮。80 年代，非晶硅薄膜电池市场占有率高达 20%，但受限于较低的效率，非晶硅薄膜电池市场份额逐步被晶体硅电池取代，目前约为 12%。非硅薄膜太阳电池是在廉价的玻璃、不锈钢和塑料衬底附上非常薄的感光材料制成，比用料较多的晶体硅技术造价更低。目前已商业化的薄膜光伏电池材料有：硒化铜铟（CIS）、碲化镉（CdTe）：它们的厚度只有几微米。在三种商业化的薄膜光伏技术中，非晶硅的生产和安装所占比重最大。对单晶硅、多晶硅和非晶硅薄膜这三种电池的主要性能进行了比较。

在三种电池中，单晶硅的生产工艺最为成熟，在早期也一直占据最大的市场份额，且单晶硅效率高于多晶硅。非晶硅薄膜电池的成本较低，但效率较低，同时，其功率分散度相对较大，工程实际中将引起光伏组件分类匹配困难，相应直流设备选型复杂，且多数主流厂家关停或暂缓非晶硅薄膜电池生产线。

表5.1-1不同类型太阳能电池主要性能

特征	多晶硅电池	单晶硅电池	薄膜电池
效率	13% ~ 18%	14% ~ 20%	6% ~ 9%
LID	2.5% ~ 3%	2.5% ~ 3%	6% ~ 8%
年衰减率	0.5% ~ 0.8%	0.5% ~ 0.8%	0.3% ~ 0.5%
附加峰值功率	1% ~ 3%	1% ~ 3%	6% ~ 9%
峰值功率误差	-3% ~ +3%	-3% ~ +3%	-3% ~ +10%
全面保值期	4 ~ 10years	4 ~ 10years	5years
10年效率保证值	90% ~ 92%	90% ~ 92%	90% ~ 92%
20年效率保证值	80% ~ 85%	80% ~ 85%	80% ~ 85%
优缺点	效率高、技术成熟、成本较高	效率高、技术成熟、成本高	效率低、弱光效率好、成本低
温度系数	0.38 ~ 0.49P _{max} %/°C	0.38 ~ 0.49P _{max} %/°C	0.22 ~ 0.32P _{max} %/°C

5.4.2 N 型 TOPCon 电池组件

众所周知，光伏行业唯一的主旋律就是降本增效，随着单晶 PERC 电池转换效率接近瓶颈，基于 N 型技术的电池和组件成为光伏企业看好的技术方向。

近两年，以 TOPCon、HJT、XBC 为代表的 N 型电池产能份额快速提升，据权威平台数据显示，2023 年电池片总产能将达到约 1047GW，同比增长 46.51%，新增产能主要以 N 型为主，到 2023 年年底，N 型电池产能可达 550GW，占比 52.5%，其中，TOPCon 凭借较高的性价比、提效路径清晰等优势，将比 HJT、XBC 等电池技术率先实现大规模量产。今年在上海举办的第十六届国际太阳能光伏与智慧能源大会暨展览会上，多家光伏企业纷纷推出了 N 型路线的新产品。

5.4.2.1 TOPCon 电池的发展历程

TOPCon 电池的发展历程可以分为技术雏形期、产品布局期和商业推广期三个阶段。

（1）2015–2017 年：TOPCon 技术出现并得到应用。TOPCon 技术概念最早由德国 Frahofer 研究所于 2013 年提出，并于 2015 年研发出效率达到 25.1% 的新一代 TOPCon 电池。2017 年美国乔治亚理工学院对 TOPCon 电池的电性能模拟研究将其电池效率进一步提高到了 25.7%，同年德国 Frahofer 研究所的 ArminRichter 团队在 P 型 FZ（区熔）硅片上首次应用了 TOPCon 技术并达到 24.2% 的电池效率；

（2）2018–2020 年：国内厂商积极布局 TOPCon 技术。2018 年晶科能源在大面积商用硅片衬底上制备的 N 型 TOPCon 电池最高效率达到了 24.19%，2019 年天合光能自主研发的 i-TOPCon 技术在大面积单/多晶电池上都打破了实验室纪录，转换效率分别达到了 24.58% 和 23.22%；

(3) 2021 年-至今：电池效率屡创新高，TOPCon 已规模化应用。国内厂商加大对 TOPCon 技术的布局并步入行业前列，2021 年隆基绿能在单晶硅片商业化尺寸 TOPCon 电池效率上首次突破 25%，N 型 TOPCon 转换效率达到了 25.21%，2003 年晶科能源自主研发的 182N 型高效单晶硅电池最高效率达到了 25.7%，TOPCon 电池或将开始启动规模化应用。

成本区别：TOPCon 电池的制造成本相对较低，但是需要使用高温退火工艺，对设备要求较高。HJT 电池的制造成本相对较高，但是不需要使用高温退火工艺，对设备要求较低。

5.4.2.2 N 型 TOPCon 组件与 P 型组件的比较

N 型 TOPCon 组件与 P 型组件理论上的发电性能优势，基于以下几点：衰减率低、双面率高、温度系数优和弱光表现良好的优势。

衰减方面，相较于 P 型是硼掺杂晶硅，N 型是磷掺杂晶硅，硼含量极少，硼氧对少，改善了光致衰减（LID）和高温光诱导衰减（LETID），所以相较于 P 型的首年衰减 2.5%、逐年衰减 0.5%，N 型组件首年衰减 1.0%、逐年衰减 0.4%。

双面率高得益于 N 型电池背面的超薄隧穿氧化层。该结构的存在可以拉开电池中多子和少子在界面的浓度差值，抑制其在界面复合，提高电池片的光电转换效率。叠加上 N

型背面采用了银浆，相较于 P 型背面采用铝浆，背面功率得到提高。综合以上两点，因此 N 型的双面率提升。

根据温度系数目前的理论公式，可以得出开路电压 V_{oc} 越高，温度系数越优。而我们的 N 型 TOPCon 电池有着高开路电压，所以其温度系数优。同时，N 型组件由于更高的转换效率，相应降低了所吸收光能的热转换，从而降低了组件的工作温度。

5.4.2.3 N 型 TOPCon 组件与 HJT 组件的区别

结构区别：TOPCon 电池采用氧化层钝化接触技术，将氧化层与晶体硅层接触形成钝化层，从而降低界面电阻和电荷传输损失。HJT 电池采用本征非晶层异质结技术，将非晶硅层和晶体硅层交替排列，形成异质结结构，从而提高光电转换效率。

制造工艺区别：TOPCon 电池采用高温退火工艺，将氧化物层与晶体硅层接触形成钝化层，同时在钝化层上沉积 TCO 导电膜和 P 型或 N 型非晶硅层。HJT 电池则采用低温化学气相沉积法，将非晶硅层沉积在衬底上，然后沉积 TCO 导电膜和 P 型或 N 型非晶硅层。

效率和稳定性区别：TOPCon 电池的最高效率可以达到 25.2%，而 HJT 电池的最高效率可以达到 25.2%，两者在效率方面没有明显差异。不过，TOPCon 电池的稳定性更好，具有更好的温度稳定性和光照稳定性。

5.4.3 单双面光伏组件选择

从目前的光伏组件市场来看，双面光伏组件的单位成本略高于单面光伏组件，但项目投资的收益率和发电量要高于单面光伏组件，双面组件较相同功率大小的普通单面组件经济性更好。综上所述，本项目屋顶选用单晶双面 N 型光伏组件。

5.4.4 光伏组件选型

光伏电池组件是太阳能光伏发电系统的核心部件，其光电转换效率、各项参数指标的优劣直接代表了整个光伏发电系统的发电性能。表征太阳能电池组件性能的各项参数有标准测试条件下组件峰值功率、最佳工作电流、最佳工作电压、短路电流、开路电压、最大系统电压、组件效率、短路电流温度系数、开路电压温度系数、峰值功率温度系数、输出功率公差等。

目前，一般单晶组件和高效单晶组件均可采用的 72 片电池片组装工艺，72 片组件平均效率高于 60 片组件平均效率，通常采用大容量光伏组件可以有效减少土地占用面积；相同容量的光伏电站，大容量光伏组件数量更少，连接组件的直流电缆也越少，可以降低投资，也可以降低直流损耗，提高光伏电站系统发电效率。结合项目实际情况，由于目前市面上生产 1200+N 型组件的厂家极为有限，供货情况较差，本阶段暂不考虑该功率档位的 N 型组件。

结合本项目的实际情况，已经能够量产的 590W_p（N 型）组件与 650W_p（N 型组件）适合本项目，综合考虑组

件效率、技术成熟性、市场占有率、度电成本等情况，以及采购订货时的可选择余地，同时考虑工程造价及年上网发电量情况结合本工程实际情况，本项目选择 N 型 650W_p 双面高效半片单晶硅组件，其参数见表 5.4-3。

表5.4-3拟定的650W_p单晶硅光伏组件技术规格

最大功率（P _{max} ）	W _p	650
最佳工作电压（V _{mp} ）	V	48.33
最佳工作电流（I _{mp} ）	A	13.45
开路电压（V _{oc} ）	V	57.60
短路电流（I _{sc} ）	A	14.10
组件效率	%	23.3
工作温度范围	℃	-40 ~ +70
最大系统电压	V	DC1500
输出功率公差	%	0~ + 3
最大功率（P _{max} ）的温度系数	%/℃	-0.29
开路电压（V _{oc} ）的温度系数	%/℃	-0.25
短路电流（I _{sc} ）的温度系数	%/℃	0.045
重量	kg	34.0kg
光伏组件尺寸结构	mm	2465 × 1134 × 30

5.5 光伏方阵布置

5.5.1 光伏阵列运行方式选择

光伏方阵有多种安装方式，工程使用何种安装方式决定了工程的投资、收益以及后期的运行、维护。大型并网光伏方阵的支架安装形式主要有固定式和跟踪式两种。固

定式系统结构简单，安装调试和管理维护都很方便；跟踪式系统不仅需要配置自动跟踪机构，系统投资成本增加，而且安装调试和管理维护相对复杂，但可以增加发电量。因为光伏方阵的发电量与阳光入射强度有关，当光线与光伏方阵平面垂直时发电量最大，随着入射角的改变，发电量会明显下降。太阳能跟踪装置可以将太阳能板在可用的8h或更长的时间。一般来说，采用自动跟踪装置可提高发电量20%~40%左右。目前实际工程采用的安装方式主要包括：固定安装、单轴跟踪（平轴、斜轴）、双轴跟踪，每种安装方式有各自的特点。固定安装方式是将光伏方阵按照一个固定的倾角和固定的方向安装。



图5.5-1 彩钢瓦屋面固定安装方式布置图

单轴跟踪安装方式是将光伏方阵安装在一个旋转轴上，运行时方阵只能跟踪太阳运行的方位角或者高度角中的一个方向。旋转轴可以是水平南北向放置、水平东西向放置、地平面垂直放置或按所在地纬度角倾斜布置等。双轴跟踪

光伏方阵沿着两个旋转轴运动，能够同时跟踪太阳的方位角与高度角的变化，理论上可以完全跟踪太阳的运行轨迹以实现入射角为零。



图5.5-2 水平单轴安装方式布置图

根据国内光伏电站的运行经验，在太阳能电池性能等同条件下，一般方阵平单轴安装方式的发电量约是固定式安装方式的 1.15 ~ 1.20 倍，工程总成本约为 1.05 ~ 1.20 倍；方阵双轴跟踪安装方式的发电量约是固定式安装方式的 1.30 ~ 1.40 倍，工程总成本约为 1.15 ~ 1.35 倍。综合考虑成本、发电量等因素，本工程的光伏组件安装方式推荐采用固定安装方式。

表5.5-1 四种安装方式比较

工程	固定式	水平单轴	斜单轴	双轴跟踪
发电量提高	1.0	1.1 ~ 1.2	1.2 ~ 1.3	1.3 ~ 1.4

成本提高	1.0	1.2	1.2	1.30
占地面积	1.0	1.0	2.0	2 ~ 3
抗风能力	固定安装 抗风较好	抗风能力差	当风向为南北向时抗风能力差，东西向时，可将面板调至水平，抗风较好	风速太高时可将板面调至水平，抗风较好
运行维护	工作量小	有旋转机构，工作量较大,维护成本高	有旋转机构，工作量更大,维护成本更高	有旋转机构，工作量更大,维护成本更高

虽然跟踪方式能够提高光伏电站的发电量，但初始成本和维护成本比较高，安装跟踪装置获得额外的太阳能辐射产生的效益无法抵消安装跟踪装置所需要的综合成本。因此，本工程光伏组件方阵推荐采用固定式安装方式。

在光伏电站的设计中，光伏组件的放置有两种设计方案分别是组件横向和竖向布置两种。综合考虑组件布置安装便利程度和组串支架尺寸限制，本工程建议采用组件横向方案。

5.5.2 方阵方位角、倾角设计

工程所在地的太阳能资源较好，水平面年均辐射量约为 1000kWh/m^2 。本项目暂定组件方位角按照厂房屋面朝向布置，彩钢瓦与屋顶平行铺设，安装角为约 3.12° 。

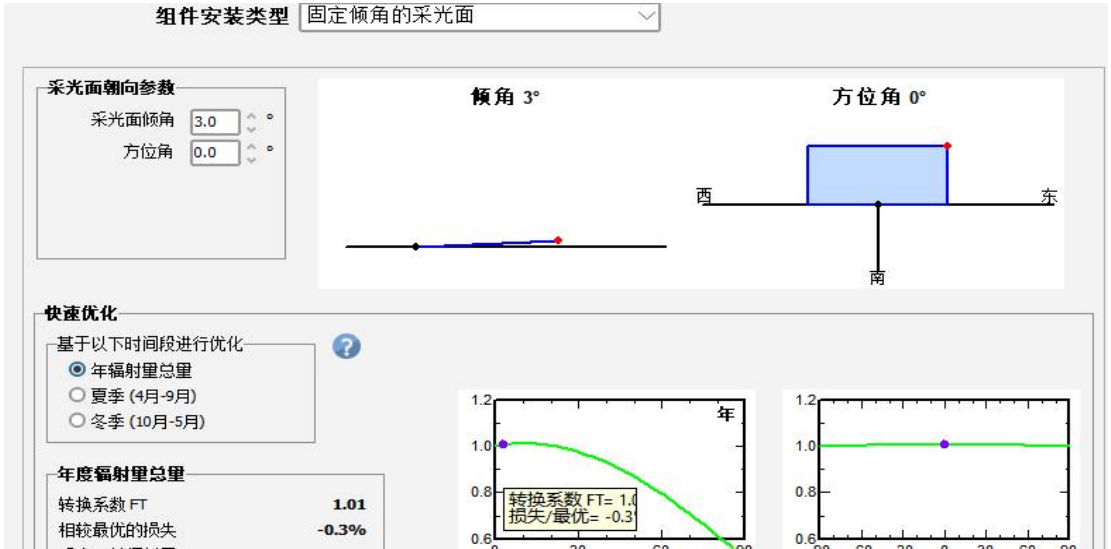


图5.5-2厂房屋顶光伏组件倾角辐射量计算结果

通过国家通用光伏发电系统计算软件 PVsyst7.2 仿真，考虑工程经济最优化及实际承载力、检修维护等因素，彩钢瓦屋面太阳能电池安装与屋顶平行铺设。

5.5.3 光伏方阵间距计算

本工程光伏组件在彩钢瓦屋面与屋顶平行铺设，不存在光伏方阵前后排遮挡问题，仅需在光伏阵列间设置运维检修通道即可。

5.5.4 组件布置

根据现有屋面情况，本工程选用单晶硅 650W_p 光伏组件，布置容量详见表 5.5-2

表5.5-2布置容量

厂房	屋面性质	组件数量	组件功率W _p	装机容量kW _p
热轧厂	彩钢瓦屋面	5384	650	3499.6

5.6 逆变器选型

逆变器选型主要对以下指标进行比较：

(1) 作为光伏发电系统中将直流电转换为交流电的关键设备之一，其选型对于发电系统的转换效率和可靠性具有重要作用。结合《光伏发电并网逆变器技术要求》（GB/T37048-2019）及《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）及其它相关规范的要求，在本工程中逆变器的选型主要考虑以下技术指标：

(2) 对于屋顶分布式光伏电站，均应选用组串式逆变器，以避免直流汇流箱带来的安全隐患，同时缩短直流电路长度，降低直流电路带来的风险。

(3) 组串式逆变器要求质保5年，必须满足系统抗PID性能，同时应具备反向充电修复功能。

(4) 逆变器转换效率越高，则光伏发电系统的系统效率越高，系统总发电量损失越小。故在单台额定容量相同时，应选择转换效率高的逆变器。

(5) 逆变器转换效率包括最大效率和中国效率。中国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。光伏发电系统的输出功率是随太阳辐射强度不断变化的，因此中国效率相较最大效率更有实用意义。

(6) 逆变器的直流输入电压范围宽，可以将早晨和傍晚太阳辐照度较低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。同时，还可以使逆变器所配用的

组件类型多样化。因此应选择直流输入电压范围较宽的逆变器。

(7) 光伏组件的输出功率随时变化, 且具有非线性特点, 因此选择的逆变器应具备最大功率点跟踪功能, 不论日照、温度等因素如何变化, 逆变器都能通过自动调节实现光伏阵列的最佳运行。

(8) 逆变器要求能够自动化运行, 运行状态可视化程度高。逆变器应提供大尺寸的人机界面。显示屏可清晰显示实时各项运行数据, 实时故障数据, 历史故障数据, 总发电量数据, 历史发电量(按月、按年查询)数据。显示界面具有按键功能, 工作人员可随时翻看所需运行数据; 也可提供 app 蓝牙接入实现可视化人机界面实现上述功能。

(9) 使用寿命不低于 25 年。在环境温度为 -25°C ~ $+60^{\circ}\text{C}$, 相对湿度 $\leq 99\%$, 海拔高度 ≤ 2000 米情况下能正常使用。

(10) 逆变器采取壁挂式或支架安装, 防护等级 IP66; 逆变器自身配套相应挂板, 挂板便于安装且牢固; 逆变器镶有设备的铭牌。

(11) 具备对时功能。

(12) 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 GB/T14549《电能质量-公用电网谐波》的规定。光伏电站谐波主要来源是逆变器, 因此逆变器必须采取滤波措施使输出电流能满足并网要求。

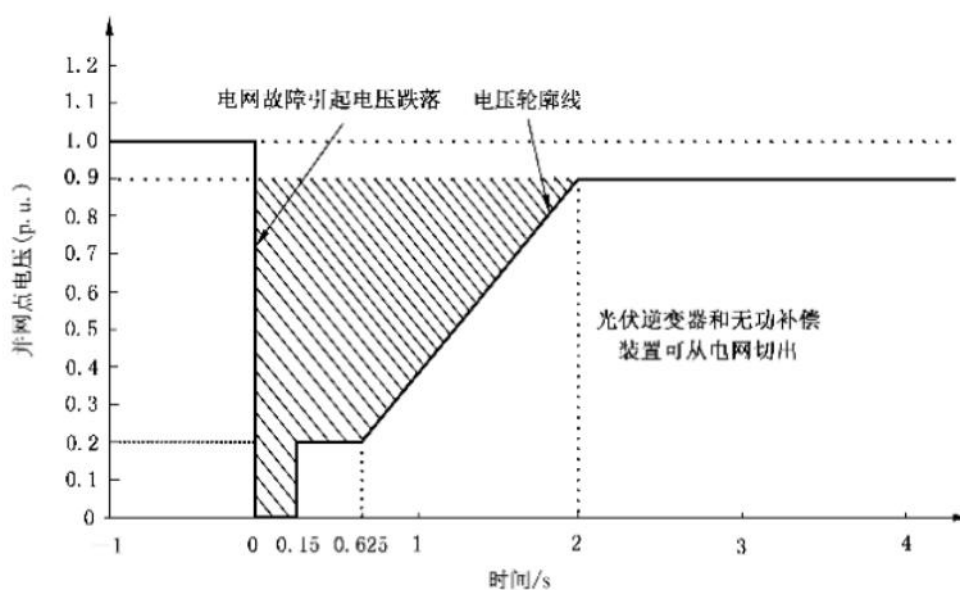
(13) 低电压穿越能力

当电力系统发生故障导致光伏电站并网点电压跌落时,逆变器应具备《光伏电站接入电力系统技术规定》(GB/T19964-2024)中规定的低电压穿越能力,具体要求如下。

a) 光伏电站并网点电压跌至 0 时,光伏电站内的光伏逆变器和无功补偿装置应能够不脱网连续运行 150ms;

b) 光伏电站并网点电压跌至标称电压的 20% 时,光伏电站内的光伏逆变器和无功补偿装置应能够不脱网连续运行 625ms;

c) 光伏电站并网点电压跌至标称电压的 20% 以上至 90% 时,光伏电站内的光伏逆变器和无功补偿装置应能在下图所示的阴影区域内不脱网连续运行。



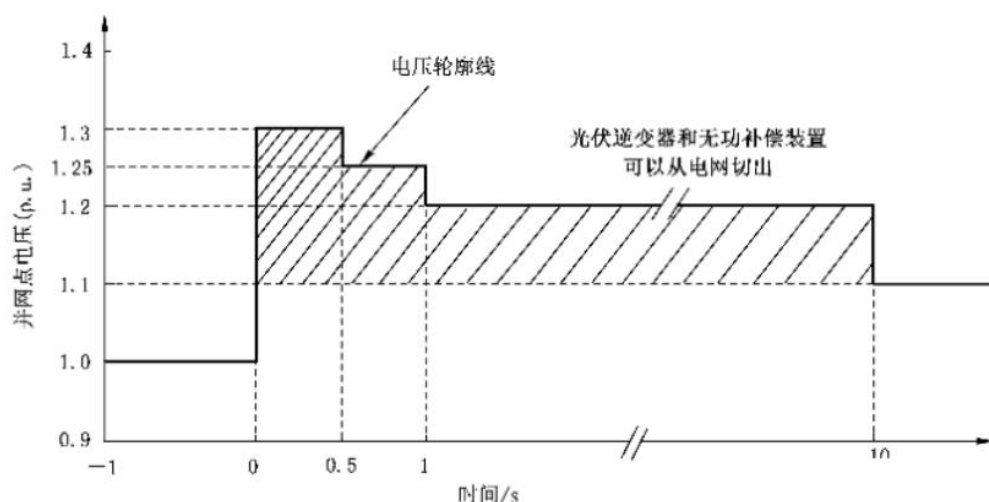
(14) 高电压穿越能力

当电力系统发生故障导致光伏电站并网点电压升高时,逆变器应具备的高电压能力。

a) 光伏电站并网点电压升高至标称电压的 125% 以上至 130% 时,光伏电站内的光伏逆变器和无功补偿装置应能够不脱网连续运行 500ms;

b) 光伏电站并网点电压升高至标称电压的 120% 以上至 125% 时,光伏电站内的光伏逆变器和无功补偿装置应能够不脱网连续运行 1s;

c) 光伏电站并网点电压升高至标称电压的 110% 以上至 120% 时,光伏电站内的光伏逆变器和其他无功补偿装置应能够不脱网连续运行 10s。



若是逆变器容量过大,则在一台逆变器发生故障时,发电系统损失发电量过大,从工程运行及维护考虑,建议选用单台容量小的逆变设备;若逆变器容量太小,数量太多,不但会影响到前期工程的初始投资成本,而且后期工程的维护量会成倍增加。通过综合比较及实际布置情况,本工程推荐选用容量 250kW 和 300kW 逆变器。详细参数如下表 5.6-1:

表5.6-1逆变器主要技术参数

300kW逆变器			
输出额定功率	kW	300	
中国效率	%	98.53	
欧洲效率	%	99.03	
输入直流侧电压范围（MPPT）	V	500-1500	
最大直流电压	V _{dc}	1500	
最大直流输入电流	A	65A × 6	
交流输出电压范围	V _{ac}	800V, 3W+PE	
输出频率范围	Hz	50Hz	
输出电流总谐波畸变率	--	<3%	
功率因数	--	0.8超前-0.8滞后	
工作环境温度范围	℃	-30--+60	
250kW逆变器			
输出额定功率	kW	250	
中国效率	%	98.52	
欧洲效率	%	99.01	
输入直流侧电压范围（MPPT）	V	500-1500	
最大直流电压	V _{dc}	1500	
最大直流输入电流	A	65A × 6	
交流输出电压范围	V _{ac}	800V, 3W+PE	
输出频率范围	Hz	50Hz	
输出电流总谐波畸变率	--	<3%	
功率因数	--	0.8超前-0.8滞后	

工作环境温度范围	℃	-30--+60	
----------	---	----------	--

容配比比选：本工程装机容量不大，因逆变器各型号间有一定功率差距对本工程影响较大，本工程光伏装机容量所选逆变器容配比不超过 1.3 较为合适。

结合本工程光伏组件布置情况及上述经济技术比选：本工程逆变器，其谐波电流含量小于 3%，逆变器直流输入具有最大功率跟踪 MPPT 技术，可进行远程监控。并网逆变器本身要求具备直流输入分断开关功能，具备输入、输出漏电与防雷保护、直流母线过电压保护、电网断电、电网过欠压、电网过欠频、光伏阵列及并网逆变器本身的接地检测及保护功能等。主要保护功能动作条件、保护动作逻辑表如下表所示：

表5.6-2主要保护功能动作条件、保护动作逻辑表

保护功能	保护动作条件	保护时间	保护动作逻辑	自恢复时间
极性反接保护	当光伏组串的极性反接，PV电流小于-2A时触发保护	0.5s，不开机	自动脱离电网，逆变器进入故障模式并报告故障信息	电检修，极性正接后，逆变器能自动恢复
保护功能	保护动作条件	保护时间	保护动作逻辑	自恢复时间
短路保护	$I_{out} > 1.5 \times I_e$	0.1s	自动脱离电网，进入故障模式、并上报告警	待短路故障修复后，60s内逆变器恢复
交流过流及直流过流保护	$I_{out} > 1.3 \times I_e$	0.2s	自动脱离电网进入故障模式、上报告警	故障消除后，30s内逆变器恢复
直流母线过电压保护	1500V	0.1s	自动脱离电网，进入故障模式、并上报告警	直流侧电压恢复到逆变器允许工作范围后，30s内逆变器恢复
电网断电保护	电网电压小于60V	0.05s	自动脱离电网，进入故障模式、并上报告警	电网调减恢复正常后，60s内逆变器恢复

电网过欠压保护	$U < 0.9U_n$	符合 GB/T19964- 2024低电压穿越 要求	自动脱离电网，进入故障模式、并上报告警	符合低电压穿越的要求
	$0.9U_n \leq U \leq 1.1U_n$	正常运行		
	$1.1U_n < U < 1.3U_n$	符合 GB/T19964- 2024 高电压穿越要求		符合高电压穿越的要求
电网过欠频保护	$f < 46.0\text{Hz}$	200ms	自动脱离电网，进入故障模式、并上报告警	符合 GB/T19964-2024 能标要求
	$46.0\text{Hz} \leq f < 46.5\text{Hz}$	5min		
	$46.5\text{Hz} \leq f < 47.0\text{Hz}$	5min		
	$47.0\text{Hz} \leq f < 47.5\text{Hz}$	5min		
	$47.5\text{Hz} \leq f < 48.0\text{Hz}$	连续运行		
	$48.0\text{Hz} \leq f < 48.5\text{Hz}$	连续运行		
	$48.5\text{Hz} \leq f < 50.5\text{Hz}$	连续运行		
	$50.5\text{Hz} \leq f < 51.0\text{Hz}$	连续运行		
	$51.0\text{Hz} \leq f < 51.5\text{Hz}$	5min		
	$51.5\text{Hz} \leq f < 52.0\text{Hz}$	5min		
	$f > 52.0\text{Hz}$	200ms		
光伏阵列及逆变器本身的接地检测及保护功能	绝缘阻抗小于 $37\text{k}\Omega$	不开机	低于设定值不工作，并持续监测高于设定值逆变器开机	待接地故障修复，逆变器恢复
孤岛效应保护	电网过欠压和电网过欠频触发保护	大于2s	自动脱开电网，逆变器进入故障模式并报故障信息	60s

5.7 串并联设计

光伏方阵通过组件串、并联组合而成，光伏组件的串联必须满足并网逆变器的直流输入电压要求，光伏组件并联必须满足并网逆变器输入功率的要求。

本工程拟采用 650Wp 单晶硅光伏组件，在计算光伏组件串联数量时，需要考虑组件的开路电压温度系数。随着光伏组件温度的增加，开路电压减小；相反，组件温度降低，开路电压增大。为了保证逆变器在当地极限低温条件下能够正常连续运行，在计算光伏组件串联电压时应考虑当地的最低环境温度进行计算，并得出串联的光伏组件个数和直流串联电压（保证逆变器对光伏组件最大功率点 MPPT 跟踪范围）。根据气象资料本工程多年极端最高气温：43℃，多年极端最低气温：-0.9℃。

光伏方阵中，同一光伏组件串中各光伏组件的电性能参数宜保持一致，光伏组件串的串联数量应按照下列公式计算：

$$N \leq \frac{V_{dcmax}}{V_{oc} \times [1 + (t - 25) \times K_V]} \leq N \leq \frac{V_{mpptmax}}{V_{pm} \times [1 + (t' - 25) \times K_V']}$$

式中：

V_{oc} ——光伏组件的开路电压（V）；

V_{pm} ——光伏组件的工作电压（V）；

t ——为光伏组件工作条件下的极限低温（℃）；

t' ——为光伏组件工作条件下的极限高温（℃）；

K_V ——光伏组件的开路电压温度系数；

K_v' ——光伏组件的工作电压温度系数；

S ——光伏组件的串联数（ S 向下取整）；

V_{dcmax} ——逆变器允许的最大直流输入电压（V）；

$V_{mpptmax}$ ——逆变器MPPT电压最大值（V）；

$V_{mpptmin}$ ——逆变器MPPT电压最小值（V）；

从公式中可以看出，组串的光伏组件串联数量由组件电气参数、逆变器直流输入电压参数、气象条件确定。设计原则是：

（1）组串开路电压应小于组件最大系统电压，并小于逆变器最大直流输入电压；

（2）组串最低工作电压应大于逆变器最低直流输入电压，并小于逆变器 MPPT 电压范围的上限；

（3）系统启动时，组串最低工作电压应大于逆变器启动电压，启动时的光照

强度要求尽可能较小，工作温度要求尽可能较高。将光伏组件的数据代入计算得到：逆变器串联数范围为 $10.1 \leq S \leq 24.72$ 。本工程选定的光伏组件为 22-24 块/串。

5.8 监控和通讯

光伏系统的监控和通讯原理图，如图所示：

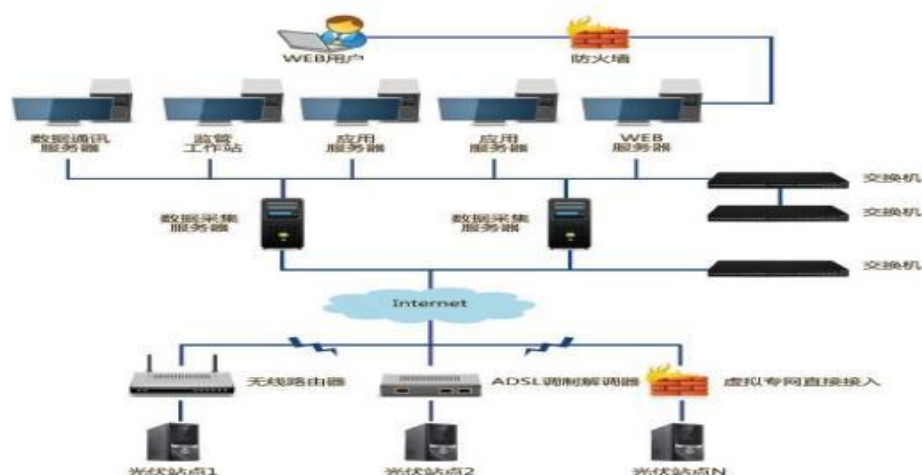


图5.8-1 监控和通讯原理图

监控系统，可监控系统的发电量、即时发电功率和节能环保效应。系统的功率维护界面，通过该界面可以了解到每串光伏组件的发电表现，及时发现问题组件或逆变器，以方便运维人员及时排除系统故障。

5.9 光伏组件清洗

(1) 组件表面清洗的必要性

光伏组件安装于户外环境中，长时间光伏组件面层会积累一定数量的灰尘，因而降低光伏组件的发电效率。为提高电站的发电效率，光伏组件面层应根据灰尘程度不定时用水进行清洗。光伏阵列的电池组件表面的清洗可分为定期清洗和不定期清洗。不定期清洗分为恶劣气候后的清洗和季节性清洗。恶劣气候分为大风或雨雪后的清洗。每次大风后应及时清洗。雨雪后应及时巡查，对落在电池面组件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，发现电池组件被污染的应及时清洗。

日常维护主要是每日巡视检查电池组件的清洁程度。不符合要求的应及时清洗，确保电池面组件的清洁。

（2）光伏组件清洗方案优化选择

根据项目选址区域的空气中污染物的情况来看，主要污染物是可吸入颗粒物。组件板面污染物主要以浮尘为主，也有雨后灰浆粘结物，组件板面结露后产生的灰尘粘结。由于组件表面一般采用了自洁涂层，经过雨水冲洗，组件表面的清洁度一般是有保证的。但是考虑到组件表面的清洁度直接影响到光伏系统的输出效率，长时间不下雨，会影响到组件的出力，所以本项目初步选定水冲洗的方案。光伏组件的冲洗由人工采用便携式光伏组件清洗机方式进行冲洗。

5.10 光伏系统防雷保护

（1）防直击雷措施

直击雷是指直接落到光伏阵列、低压配电线路、电气设备以及在其旁的雷击。厂区楼主要通过光伏阵列采取光伏组件和支架与厂区楼接地网及避雷带连接进行直击雷保护，所有光伏组件、电缆桥架、逆变器等室外可导电设备应与接地装置可靠焊接，跨伸缩缝的应做防伸缩措施，可达到防直击雷的目的，并满足 GB50057-2010《建筑物防雷设计规范》中有关规定。

（2）防感应雷措施

光伏发电系统的雷电浪涌入侵途径，除了光伏阵列外，还有配电线路，接地线以及它们的组合；从接地线侵入式

由于近旁的雷击使大地电位上升，相对于电源高，从而产生从接地线向电源侧方向的电流。对感应雷防护的措施为：在每路交流逆变器内装设浪涌保护装置；在交流配电柜处安装避雷元件，以防护从低压配电线侵入的雷电波及浪涌。由此不仅对太阳能组件起到防雷保护作用，还为系统的检测、维修和维护提供了方便，缩小电池组件故障检修范围。

5.11 光伏系统设备配置

该分布式光伏发电系统的主要设备配置见下表：

表5.11-1分布式光伏发电系统主要设备配置

序号	名称	型号规格	单位	数量	备注
1	组件	单晶N型650Wp	块	5384	
2	逆变器	250kW	台	9	
3	逆变器	300kW	台	2	
4	10kV升压变电站	1600kVA	座	1	
5	10kV升压变电站	2000kVA	座	1	
6	数据采集器	-	台	2	
7	防雷装置	-	套	1	
8	并网装置	-	套	2	含保护
9	电缆	光伏专用线缆、电力线缆	米	按实际所需配置	
10	支架	铝合金支架	套	按实际所需配置	彩钢瓦
11	厂房加固	-	项	按实际所需配置	

5.12 发电量计算

5.12.1 计算条件

光伏电站年发电量计算主要依据以下条件进行：

（1）光伏组件

本工程共设计安装 5384 块标准功率 650W_p 的单晶硅光伏组件，光伏电站总容量为 3.4996MW_p，组件效率为 23.3%。

（2）根据《光伏电站设计规范》GB50797-2012，光伏电站发电量 E_p 计算如下：

$$E_p = H_A \times \frac{P_{AZ}}{E_s} \times K$$

式中： H_A ——为水平面太阳能总辐照量（kWh/m²）；

E_p ——为上网发电量（kWh）；

E_s ——标准光照条件下的辐照度（常数=1kWh/m²）；

P_{AZ} ——组件安装容量（kW_p）；

K ——为综合效率系数。

综合效率系数 K 是考虑了各种因素影响后的修正系数，其中主要包括：

- 1）光伏组件类型修正系数；
- 2）光伏方阵的倾角、方位角修正系数；
- 3）光伏发电系统可用率；
- 4）光伏温度因子；
- 5）逆变器效率；
- 6）集电线路损耗；
- 7）光伏组件表面污染修正系数；
- 8）其他损耗。

5.12.2 系统发电效率分析

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) 光伏阵列能量损失 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。影响光伏阵列在能量转换过程中损失的因素很多, 在实际工程中需要针对引起损耗问题的原因采取相应的措施来降低损耗, 具体方案如下:

①组件不匹配的损耗: 按照光伏组件厂家的生产工艺, 每块组件的工作电压和工作电流都有细微的差别, 由于同一光伏组件串内的所有组件之间为串联连接, 工作电流与逆变器的 MPPT 电流不同时会造成光伏组件的功率损失。相应改善措施为: 在组件招标时明确必须采用同一生产厂家的同一生产线的同一批次产品, 并且组件厂家供货时将光伏组件按照工作电流划分为不同的档次, 在组件安装前要根据工作电流进行分档, 并且分档电流 $\leq 0.1\text{A}$, 同一档次的光伏组件安装在一起, 能够减少组件不匹配造成的功率损失。在同一 MPPT 回路中的不同光伏组件串的工作电流不同时, 为达到最大功率点, 逆变器的 MPPT 工作电流会偏向于工作电流较低的回路。相应措施为采用具有多路 MPPT 回路的 MPPT 控制器。根据 PVsyst 仿真结果, 组件不匹配损耗为 1%, 考虑实际的误差, 综合组件不匹配引起的效率因子按照 99% 计算;

②防反二极管及线缆接头损耗: 该项损耗为光伏组件本身的原因, 减低该损耗的最有效方法是要求厂家进行光伏组件生产时采用性能优良的元器件、电阻率较低的导线和更先进的接头处理工艺。此部分的损耗应由组件厂家承

担，计入光伏组件的输出功率，在系统发电效率中不考虑此项因素造成的损耗；

③不可利用的太阳辐射损失：大型光伏项目中不可利用的太阳辐射损失主要是冬季半年（9月23日~3月21日）期间，其中以冬至日的损失最为严重，主要原因是光伏阵列的前后排之间发生的阴影遮挡。本项目选用半片组件，不可利用的太阳辐射的造成的效率因子按照 99% 计算；

④灰尘积雪及遮挡损耗：组件表面的尘埃和积雪会减少光伏组件表面接收到的太阳辐射量，造成系统发电效率的损失。

⑤局部遮挡产生的原因：主要是光伏电站场区周边的山体、附近较高的树木及杂草、建筑物、构筑物以及架空输电线的阴影对光伏组件表面形成的遮挡。减少这项损失的主要措施是在光伏组件的布置位置尽量避免选择有阴影遮挡的区域，并且定期做好除草工作。综合灰尘积雪及遮挡损耗造成的效率因子按照 99% 计算；

⑥温度影响损耗：光伏组件的输出功率随温度上升而降低，不同生产厂家的光伏组件输出功率受到温度的影响程度不同。应优先选择输出功率受温度影响较小的光伏组件。光伏电站所在区域的温差较小。因此，温度影响损耗造成的效率损失按照 96.5% 计算（PVsyst 仿真损耗为 3.2%）；

⑦组件 IAM 损失：项目所在地区的光照资源较丰富，太阳光照射在组件的玻璃材料时会产生相对透射率的光照损失，IAM 损失按照 99% 计算（PVsyst 仿真损耗为 0.6%）。

⑧直流线路损失；光伏组件的占地面积较大，光伏组件串都通过直流输电线路接至逆变器，直流线路的数量较多，电缆较长，电缆压降增加，损耗较大。该问题的应对措施为：优化光伏方阵布置方案和逆变器位置，减少直流电缆长度。本工程中采用对比不同布置方案的直流电缆用量的方法，降低光伏电站直流电缆的总长度和最长电缆长度。直流线路损失按 99% 计算。

⑨低辐照度造成的损失：逆变器运行对工作电压有一定要求，低辐照度时组件开路不能满足逆变器的启动电压要求。选用启动电压较低、工作电压范围较宽的智能 MPPT 控制器能够最大程度的利用辐照度较低的时段，因此这部分因子按 99% 计算（PVsyst 仿真损耗为 0.04%）。

⑩系统故障及维护损耗；逆变器或升压变压器故障时，设备连接的光伏组件都要退出运行，造成发电量损失。主要应对措施为选用稳定性好、故障率低的设备，减少汇流的环节和设备的数量。本工程中采用了组串式逆变器方案。系统故障损耗按 98% 计算；

上述因素的损失定量分析表如下：

表5.12-1 光伏阵列能量损失定量分析表

序号	项目	数值
1	组件不匹配的损失	99.00%

2	不可利用的太阳辐射损失	100.00%
3	灰尘积雪及局部遮挡损耗	99.00%
4	温度影响损耗	99.00%
6	组件IAM损失	96.50%
5	直流线路损失	99.00%
7	低辐照度损失	99.00%
8	系统故障及维护损耗	99.00%
9	$\eta 1$ 综合效率	89.04%

综合以上多种影响因素，光伏阵列的能量损失影响因子为 $\eta 1=89.04\%$ ；

(2) 逆变器转换能量效率 $\eta 2$ ：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 $\eta 2$ 为 96%；

(3) 交流并网能量效率 $\eta 3$ ：从逆变器输出至低压电网的传输效率。逆变器和箱变相对位置较远，使得低压交流电传输过程损失部分电能，传输效率为 97%；综合以上因素，交流并网能量效率为 $\eta 3=96\%$ ；

(4) 光伏电站的系统转换总效率为：

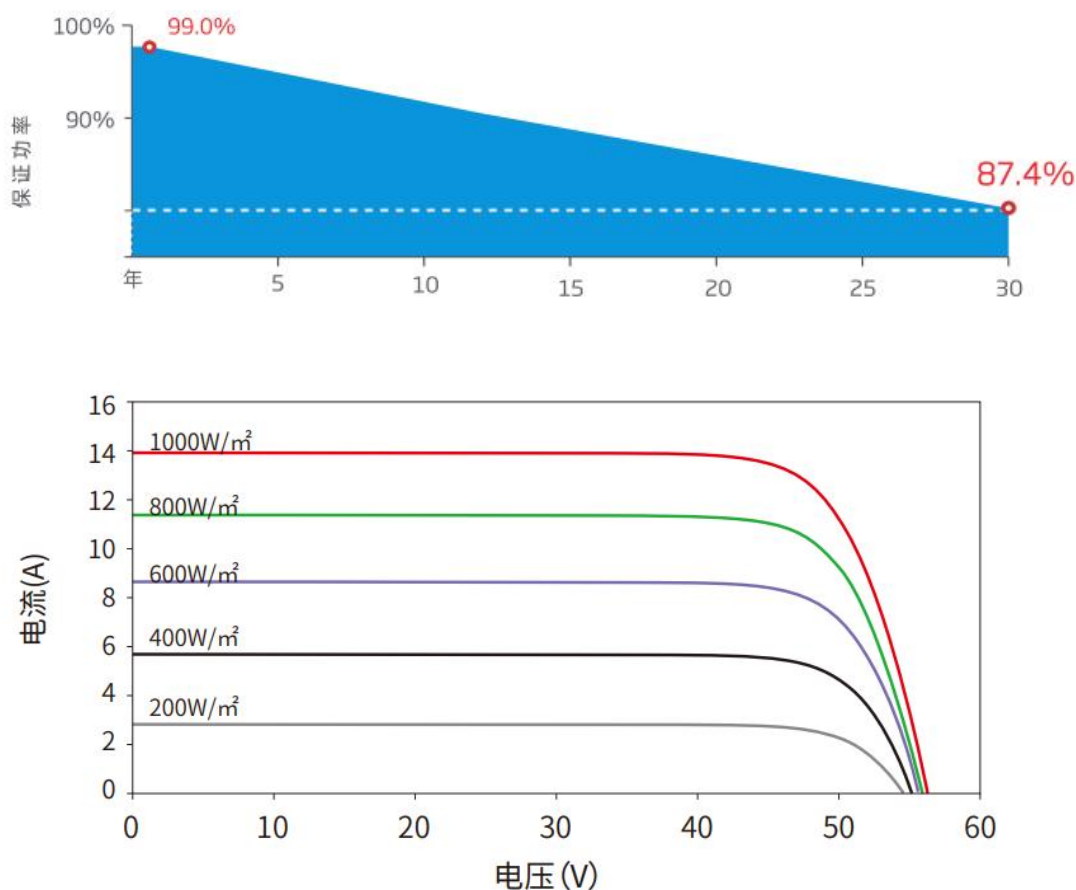
$$K = \eta 1 \times \eta 2 \times \eta 3 = 82.1\%。$$

本工程的系统转换效率取 82.0%。

5.12.3 发电量计算

本工程设计安装 5384 块标准功率 650W_p 的单晶硅光伏组件，光伏电站总容量 3.4996MW_p。光伏电站首年理论发电量约为 286.44 万 kWh。

单晶硅组件年发电衰减率按第 1 年 $\leq 1\%$ ，第 2 年起 $\leq 0.4\%/年$ 线性衰减，30 年后组件功率不低于原功率的 87.4%。组件特性如下图：



温度额定值

NOCT (额定电池工作温度)	43°C ($\pm 2^\circ\text{C}$)
最大功率(PMAx)温度系数	- 0.29% /°C
开路电压(Voc) 温度系数	- 0.24% /°C
短路电流(Isc) 温度系数	0.04% /°C

图5.12-1 650Wp的单晶硅组件性能

首年衰减后有效利用小时数为 818.49h，25 年年均利用小时数为 778.81h，25 年年均发电量约为 272.55 万 kWh。

表5.12-2光伏电站25年发电量

年份	组件累计衰减	年发电量（万 kWh）	年有效利用小时数（h）
第 1 年	1.00%	286.44	818.49
第 2 年	1.40%	285.28	815.19
第 3 年	1.80%	284.13	811.88
第 4 年	2.20%	282.97	808.57
第 5 年	2.60%	281.81	805.26
第 6 年	3.00%	280.65	801.96
第 7 年	3.40%	279.50	798.65
第 8 年	3.80%	278.34	795.34
第 9 年	4.20%	277.18	792.04
第 10 年	4.60%	276.02	788.73
第 11 年	5.00%	274.87	785.42
第 12 年	5.40%	273.71	782.12
第 13 年	5.80%	272.55	778.81
第 14 年	6.20%	271.39	775.50
第 15 年	6.60%	270.24	772.19
第 16 年	7.00%	269.08	768.89
第 17 年	7.40%	267.92	765.58
第 18 年	7.80%	266.77	762.27
第 19 年	8.20%	265.61	758.97
第 20 年	8.60%	264.45	755.66
第 21 年	9.00%	263.29	752.35

年份	组件累计衰减	年发电量（万 kWh）	年有效利用小时数（h）
第 22 年	9.40%	262.14	749.05
第 23 年	9.80%	260.98	745.74
第 24 年	10.20%	259.82	742.43
第 25 年	10.60%	258.66	739.12
平均		272.55	778.81
合计		6813.79	/

5.12.4 消纳分析

依据公司提供的热轧厂 2024 年 1 月-10 月份用电量及电费清单分析。

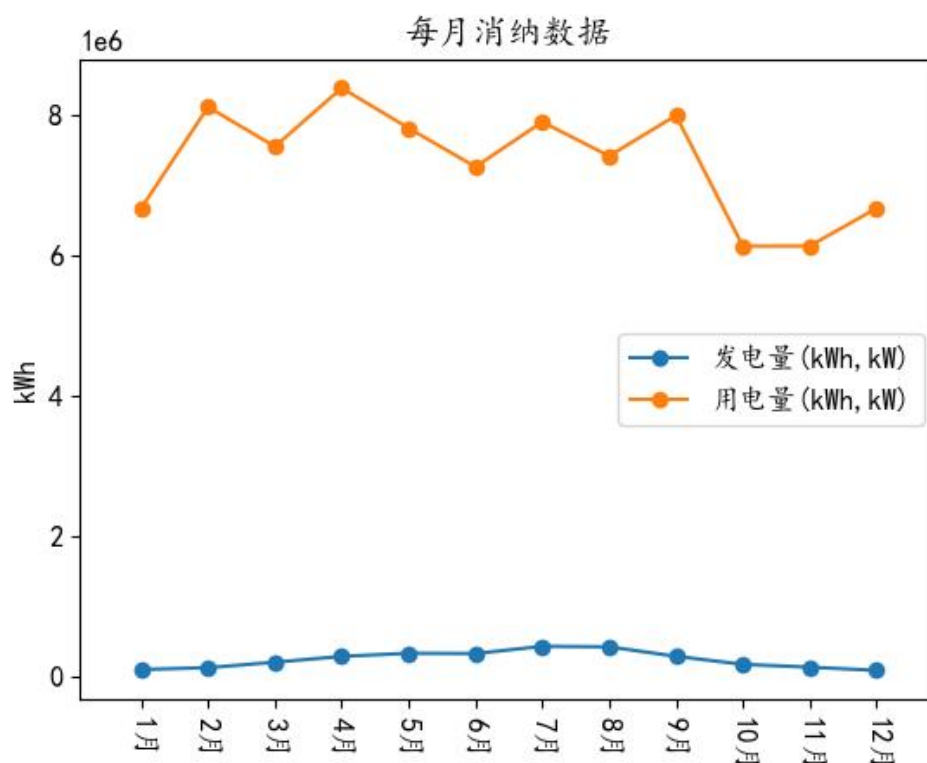
热轧厂 1 月-10 月份总用电量约 7518.96 万 kWh，月用电量在约 612.84 万 kWh 至 810.93 万 kWh 之间。11 月、12 月用电量，按照 1 月-10 月中用电量最少的 2 个月取值计算，则厂区全年用电量估算约为 8798.37 万 kWh；本项目预估首年发电量为 286.44 万 kWh。

对热轧厂尖峰时段（11：00-17：00、20：00-22：00）、平时段（8：00-11：00、17：00-20：00、22：00-24：00）、谷时段（0：00-8：00）的用电量进行分析，厂区用负荷较为平均。据了解厂区生产时段为 24 小时生产，周六日不休息，节假日不休息，厂区每年仅 1 天停电检修。

热轧厂区全年用电量估算约为 8798.37 万 kWh，月用电量最少约 612.84 万 kWh；而本项目预估首年发电量为 286.44 万 kWh，峰值月发电量不超过 50 万 kWh。

将预估厂区用电量按尖、峰、平、谷时段分配至每月、每天、每小时，然后与软件模拟的每小时发电量对比计算，每年消纳比例约为 100%。

计算每月消纳曲线如下图：



每月模拟消纳曲线

5.12.5 提升发电量的方法

从年发电量的估算过程中可知，系统设计完毕后，运行期间的损耗是固定存在不可减少的。要提升发电量必须在系统设计时，即选用损耗低的设备和导体，或者在夜晚切断光伏电场逆变器减少其运行时间。同时，提升检修能力、缩短设备检修时间；积极除尘，提升辐射利用率；节减自用电等，都可提升发电量。

6 电气

6.1 电气一次

6.1.1 设计依据

- (1) 业主设计委托书、相关专业设计资料单等；
- (2) 遵循的相关国家规范。

国家现行的相关规程、规范和规定

GB/T50866-2013	光储充一体电站接入电力系统设计规范
GB50797-2012	光伏电站设计规范
GB50217-2018	电力工程电缆设计标准
DL/T5222-2021	导体和电器选择设计规程
GB50057-2010	建筑物防雷设计规范
GB/T4208-2017	外壳防护等级
DL/T5044-2014	电力工程直流系统设计技术规程
GB/T50064-2014	交流电气装置的过电压保护和绝缘配合
GB / T50063-2017	电力装置电测量仪表装置设计规范
GB/T50062-2008	电力装置的继电保护和自动装置设计规范
GB50169-2016	电气装置安装工程接地装置施工及验收规范
GB50065-2011	交流电气装置接地设计规范
GB/T3482-2008	电子设备雷击试验方法
DB34/5006-2014	太阳能光伏与建筑一体化技术规程
GB50016-2014	建筑设计防火规范（2018年版）
GB/T31366-2015	光储充一体电站监控系统技术要求
Q/GDW480-2015	分布式电源接入电网技术规定
GB50054-2011	低压配电设计规范

6.1.2 接入电力系统方案

根据国家电网公司《配电网技术导则》（Q/GDW10370-2016）第11.1条以及《分布式电源接入电网技术规定》（Q/GDW1480-2015）第4条规定：分布式电源接入配电网的电压等级，可根据装机容量进行初步选择：在分布式电源容量合计不超过配电变压器额定容量和线路允许载流的条件下，8kW及以下可接入220V电压等级；8kW~400kW可接入380V电压等级；400kW~6000kW可接入10kV电压等级；6000kW~20000kW可接入35kV电压等级。

本工程装机容量为3.4996MW_p，额定交流输出容量2850kW，光伏系统分2个接入点接入，选择以10kV电压等级接入热轧厂公司原有配电系统10kV侧，每个接入点容量不超过6000kW。最终电站的接入系统方案以电网主管部门审查通过的接入系统报告为准。

6.1.3 电气主接线

本项目总装机容量约3499.6kW_p。每22-24块650W_p单晶硅组件串联作为一串，每20-24组串接入300kW或250kW组串式逆变器，整个工程厂房屋面共计设置逆变器11台，交流侧装机容量为2850kW。经逆变器逆变后分散接至就10kV升压变电站，本工程新建10kV升压变电站2座，装机容量分别为2000kVA和1600kVA。升压后以10kV并网线路接至厂区#31PS、#32PS高压控制室10kV母线末端。

分布式光伏发电系统 10kV 接地方式与厂区已有 10kV 系统接地方式一致，低压侧 0.8kV 为中性点接地系统。

6.1.4 集电线路方案

(1) 光伏组件—逆变器

H1Z2Z2-K-DC1.0kV- $1 \times 4\text{mm}^2$ 光伏专用线路从光伏方阵接至组串式逆变器（50m 以内），

H1Z2Z2-K-DC1.0kV- $1 \times 6\text{mm}^2$ 光伏专用线路从光伏方阵接至组串式逆变器（50m 以上）。

(2) 逆变器—并网计量柜

300kW 逆变器-10kV 箱变低压电缆选用 ZRC-YJY22-1.8/3kV- $3 \times 120+2 \times 70\text{mm}^2$ ，

250kW 逆变器-10kV 箱变低压电缆选用 ZRC-YJY22-1.8/3kV- $3 \times 95+2 \times 50\text{mm}^2$ 。

(3) 10kV 箱变—接入点

10kV 升压站（1600kVA）—接入点电缆选用 ZRC-YJY22-8.7/15kV- $3 \times 70\text{mm}^2$ ；

10kV 升压站（2000kVA）—接入点电缆选用 ZRC-YJY22-8.7/15kV- $3 \times 95\text{mm}^2$ 。

6.1.5 主要电气设备选择

6.1.5.1 户外 10kV 预装式变电站

本项目需增加 2 个 10kV 预装式变电站，用于 10kV 并网。每个 10kV 预装式变电站内高低压配电柜 7 面，其中计量柜 1 面，10kV 高压并网柜 1 面，PT 柜 1 面，集电线路进线柜 1 面，SVG 接入柜 1 面，1 面站用变柜（配 UPS 电

源)，1面有源滤波柜。10kV高压开关柜选用HXGN-15型，须带五防功能，防止带负荷合闸、防止带接地线合闸、防止误入带电间隔、防止带电挂接地线、防止带负荷拉闸。真空断路器参数为12/630A-25KA，额定开断电流参照厂区已有高压开关额定开断电流。为防止操作过电压，在进线及出线回路中装设过电压保护装置。10kV预装式变电站设置视频监控装置，能够监测箱变内设备运行及故障状态，对电气火灾也有一定的预警功能。

6.1.5.2 箱变选型

为了保证厂区安全生产，降低火灾隐患，故变压器采用三相双绕组干式无载调压变压器，容量2000kVA和1600kVA，变比 $10.5 \pm 2 \times 2.5\%/0.8\text{kV}$ ，接线组别D,y11，阻抗电压6%，能效等级SCB14。每个箱变柜内设置1台10kV负荷开关柜，负荷开关：630A/12kV，熔断器：200A/12kV。

干式变压器配置微机保护装置，功能至少包括过电流保护、电流速断保护、温度保护。低压侧设置断路器保护。温控控制器的报警及跳闸信号接至变压器低压侧进线开关，动作于跳闸，温度报警及跳闸信号接至综合自动化监控系统中。升压箱变包含测控装置，环网交换机等二次设备。

光伏升压箱变内的低压柜选用MNS型。柜内主要电气元件选择如下：框架式断路器，壳架等级电流为2000A，具备速断、过流、单相接地等保护功能；低压塑壳断路器400A。

6.1.5.3 并网断路器

光伏并网断路器应用于光伏并网中。具有过载、短路、缺相、过压、欠压、剩余电流动作保护等功能能保护电路及电气设备免受损坏，同时也能对电路中可能存在的接地故障和人身间接接触提供保护。

参数名称	单位	数据范围/具体数值
额定电压	kV	10
额定电流	A	630
额定短路开断 电流	kA	25
额定峰值耐受 电流	kA	50
额定短时耐受 电流（4s）	kA	25
额定短路关合 电流（峰值）	kA	50
额定绝缘水平	—	工频耐压（额定开断前后）：42kV（断口48kV）；雷电冲击耐压（额定开断前后）：75kV（断口84kV）

6.1.6 无功补偿

本工程拟在每个 10kV 预制升压站配置 1 台可连续调节的动态无功补偿装置（SVG），能根据调度指令自动调节其发出或吸收无功功率。该动态无功补偿装置（SVG）为室外集装箱式，成套配置消防和监控装置，容量不低于变压器容量的 10%。

无功补偿装置需满足《光伏电站接入电力系统技术规范》（GB/T19964-2024）中规定的低电压、高电压穿越能力要求。

6.1.7 设备布置

本项目每个厂房的光伏组串式逆变器就地布置于建筑物屋顶附近。在厂房附近绿化带或空地处设置室外 10kV 升压箱式变电站，保证逆变器交流电流路径最优，节省电缆和敷设费用投资。新建 10kV 预装式变电站 2 座，该变电站分为低压室、高压室和变压器室，配套无功补偿装置箱。整个厂区分布式光伏发电系统的集控中心布置于厂区已有控制室内。

6.1.8 防雷接地及过电压保护设计

为保证电力系统的安全运行和光伏发电及附属设施的安全，并网光伏电站必须有良好的避雷、防雷及接地保护装置。避雷、防雷装置应符合《建筑物防雷设计规范》（GB50057）要求，接地应符合《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》（GB50169）和《交流电气装置接地设计规范》GB50065-2011 要求。

光伏电站场址所在区域环境按Ⅳ级污秽区对待，电气设备的绝缘配合按照国家标准《交流无间隙金属氧化物避雷器》（GB11032）、《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》（GB/T50064）确定的原则进行选择。

（1）直击雷保护及接地

直击雷保护分为光伏电池组件和逆变器及配电箱的直击雷保护。本项目光伏电池组件防直击雷采用将光伏电池组件边框与支架可靠等电位连接，然后与接地网可靠连接。为增加雷电流散流效果，将单个子系统所有光伏电池组件支架可靠连接，连接成 $20 \times 20\text{m}$ 防雷网格，并连接到车间自身的接地引下线上，组成联合接地。逆变器及配电箱的直击雷保护：逆变器及配电箱均布置在室内或建筑物侧墙。屋顶接闪带可对逆变器及配电箱形成良好的直击雷保护网。光伏组件、逆变器以及组件与支架、桥架之间用铜接地线连接，相邻光伏阵列支架通过镀锌扁钢两点接地连接，并接至屋顶接闪带。屋顶接闪带构成水平接地体，并通过 2 点引下线引至地面 0.8m 以下土层中，该地区土壤腐蚀性为微-中腐蚀性。光伏场区（屋顶）水平接地体及引下线均采用 $-40 \times 4\text{mm}$ 热镀锌扁钢。

10kV 变电站周围设环形接地网，接地电阻不大于 4Ω 。环绕光伏开关站四周设置一个闭合回路的全站接地网，该接地网采用水平敷设的接地干线为主、垂直接地极为辅，联合构成的复合式人工接地装置，水平接地体干线采用-

60x6 镀锌扁钢，垂直接地极采用 $\angle 50 \times 5$ 镀锌角钢，埋深不低于 2.5m。

（2）电气设备接地

本工程利用原有的接地系统，各级电压的电气设备，均用 -40×4 的热镀锌扁钢暗敷成闭合回路的水平接地线，重要电气设备的工作和保护接地干线的连接不少于两处、变压器中性点单独接地。对所有要求接地或接零的设备均应可靠地接地或接零。所有电气设备外壳、开关装置和开关柜接地母线、架构、电缆支架和其它可能事故带电的金属物都应可靠接地。

（3）光伏发电系统过电压保护

为防止直流线路上侵入波雷电压，在逆变器及配电柜内逐级装设防雷保护装置，满足《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》GB/T50064-2014 规范要求。

6.1.9 电缆敷设

直流电线电缆的选择与光伏电站使用的环境、光伏方阵串并联方式、直流电线电缆的长度以及使用方式相关。本项目直流侧系统最高工作电压为直流 1500V 左右，选用光伏专用的交联聚烯烃导线。其额定工作电压为 1800V，额定工作温度 $-60 \sim 180^{\circ}\text{C}$ 。逆变器输出到就地升压箱变的交流电缆采用 ZRC-YJY22-1.8/3kV 型阻燃电力电缆，10kV 汇集和并网线路采用 ZRC-YJY22-8.7/15 高压阻燃电力电缆。

本项目车间屋顶电缆采用槽盒保护，引入建筑内沿建筑柱、角、墙敷设。厂区原有高低压电缆采用埋管、电缆

沟、人孔井的敷设方式，已有电缆敷设的路径和预留管数量基本能满足光伏系统的敷设要求。光伏汇集线路及并网线路在厂区已有电缆敷设路径的基础上二次设计，原则上按照厂区内硬化地面、便道砖和过路部分采用穿镀锌管敷设，其余绿化带等覆土部分采用穿 MPP 管敷设，具体视现场情况为准。

电缆布线时从上到下排列顺序为由主到次，由远到近。通讯线缆采用屏蔽双绞线和光纤。按电力防火规程和国家消防法规，设置完备的消防措施；电缆沟分叉和进出房屋处设防火墙，防火墙两侧电缆刷防火涂料，屏柜下孔洞采用防火隔板和防火堵料进行封堵等。电力电缆沿桥架或穿管埋地敷设，通信光缆穿管敷设。防止电缆着火延燃的措施需结合国标《电力工程电缆设计标准》（GB50217—2018），具体落实以下主要措施：

（1）在户外电缆沟至配电装置电缆沟接口处，公用主电缆沟与引接分支电缆沟的接口处，屏、柜、箱的底部电缆孔洞等处，采用耐火材料进行封堵；

（2）屏、柜、箱底部 1m 长的电缆，户外电缆进入户内后 1m 长的电缆，阻火墙两侧各 1m 长的电缆，采用电缆防火包带。

6.1.10 自用电

本工程自用电包含箱变、逆变器损耗及相关设备损耗，逆变器损耗： $300\text{kW} \times (1-0.9853) = 4.41\text{kW}$ ， $250\text{kW} \times (1-0.9852) = 3.7\text{kW}$ 。

2000KVA+1600KVA 变压器负载损耗 ΔP 为：

$\Delta P = P_0 + K_p \frac{P^2}{S} + K_q \frac{Q^2}{S}$ （其中， ΔP 为负载损耗， P 为负载电功率， K_q 为负载无功功率系数），变压器负载损耗约为 36kW。

光伏电站损耗功率为 $4.41\text{kW} \times 2 + 250\text{kW} \times 9 + 36\text{kW} \times 0.6 + 2\text{kW} = 65.72\text{kW}$ 。

6.2 电气二次

6.2.1 设计依据

GB50116-2013	火灾自动报警系统设计规范
DL/T448-2016	电能计量装置技术管理规程
DL/T5002-2021	地区电网调度自动化设计规程
DL/T5003-2017	电力系统调度自动化设计规程
DL/T5136-2012	火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程
DL/T5137-2001	电测量及电能计量装置设计技术规程
DL/T5044-2014	电力工程直流系统设计技术规程
GB50797-2012	光伏电站设计规范
GB / T50063-2017	电力装置电测量仪表装置设计规范
GB/T50062-2008	电力装置的继电保护和自动装置设计规范
DL/T1936-2018	配电自动化系统安全防护技术导则
DL/T721-2013	配电自动化远方终端
GB/T35732-2017	配电自动化智能终端技术规范
DB34/5006-2014	太阳能光伏与建筑一体化技术规程
Q/GDW480-2015	分布式电源接入电网技术规定

6.2.2 电站设计原则

(1) 电站按“无人值班”（委托运维）的原则设计。

(2) 各二次系统和设备均满足电力系统二次安全防护要求。

6.2.3 电站监控系统

6.2.3.1 监控系统的主要任务

计算机监控系统根据电力系统的要求和光伏电站的运行方式，完成对光伏发电系统及电气设备的自动监视、控制和调节，主要包括：

（1）准确、及时地对电气设备运行信息进行采集和处理并实时上送。

（2）对电气设备进行实时监控，保证其安全运行和管理自动化。

（3）根据电力系统调度对本站的运行要求，进行最佳控制和调节。

6.2.3.2 计算机监控系统设备配置

本项目光伏电站有 2 个发电单元，监控按简化的结构进行配置，监控功能全部由逆变器一体化装置完成。综合保护测控装置须具备智能接口，负责采集所在光伏发电单元内光伏并网逆变器的信息并提供智能分析、智能保护、故障预警、提出优化建议、提出巡检建议等核心功能。通信规约采用 IEC104。

6.2.3.3 监控系统的功能

计算机监控系统设置如下功能：综合测控装置应连续监测其所在光伏发电单元内逆变器的信息。

6.2.3.4 光伏发电系统的计算机监控

（1）光伏发电系统监控包括以下几个部分：并网逆变器、10kV 升压变电站。

（2）光伏发电系统的监控配置如下：

光伏发电系统中光伏组件不单独设监控装置，而是通过并网逆变器对光伏组串的实时数据进行测量和采集。

（3）光伏发电系统的监控功能如下：

1) 逆变器的监控功能

①逆变器可被采集运行、故障类型、实时功率、电能累加等参数。电站运行人员可以操作键盘对逆变器进行监视和控制。

②逆变器就地监控装置可实现集中控制室微机监控的所有内容。逆变器的保护和检测装置由设备生产厂家进行配置，如：低电压穿越、防孤岛保护、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。

③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。

④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。

2) 电能计量箱的监控功能

交流电压、交流电流、功率因数、有功无功和电能质量监测等。

6.2.3.5 电能质量监测系统

根据《光伏电站设计规范》（GB50797-2012），直接接入公用电网的光伏电站应在并入点装设电能质量在线监测装置。本工程每个并网点装设 1 套电能质量在线监测系统，共 2 套。

6.2.3.6 视频监控系统

本工程在厂房屋顶安装红外球形摄像机，保证屋顶无监控死角。

6.2.4 继电保护及安全稳定装置

逆变器保护装置由逆变器成套、开关柜保护装置装设于开关柜内。有相间短路电流速断保护、单相接地短路保护、逆功率保护（逆变器自带）、过负荷保护、低电压保护、防孤岛效应保护、温度保护。逆变器保护装置的信息上传至光伏电站计算机监控系统。本工程每个并网点单独装设 1 套防孤岛保护装置。

6.2.5 电能计量系统

6.2.5.1 计量点设置

根据电能量计量关口点、考核点设置原则，分布式光伏电站电能量计量系统电能表的设置点为：并网计量柜内（计量上、下网电量），共 2 处；

6.2.5.2 计量表计

电能计量装置的配置和技术要求应符合 DL/T448 的要求，电能表采用静止式多功能分时电能表，应具备双向有功和四象限无功计量功能、事件记录功能，配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，电能表通信协议符合 DL/T645 要求。计量表计按下表设置：

表6.2-1 计量表计配置

计量点设置	计量表配置
并网计量柜（共2处）	单表双向表配置，不低于0.2s级

6.2.5.3 计量互感器要求

电能表精度要求不低于 0.2S 级，并且要求有关电流互感器、电压互感器的精度需分别达到 0.2S、0.2 级。

6.2.6 二次安全防护系统

本分布式光伏电站的就地监控、信息上传应满足根据国家发改委令 14 号《电力监控系统安全防护规定》、《分布式电源并网技术要求》（GB/T33593-2017）、《配电自动化系统安全防护技术导则》（DL/T1936-2018）等规程规范的要求。

6.2.7 SVG 动态补偿装置

光伏电力系统中由于负载变化引起的无功功率波动问题。SVG 通过快速、精确地调节无功功率的输出，可以有效提高电力系统的功率因数，稳定电压，降低线路损耗，从而提高电网的运行效率。SVG 的核心部件是电力电子变

流器，通常采用 PWM（脉宽调制）技术控制变流器中的绝缘栅双极晶体管（IGBT）开关，从而实现对电网的无功功率的连续调节。当电网中的无功功率不足时，SVG 可以发出感性无功；当电网中的无功功率过剩时，SVG 可以吸收容性无功，从而保持电网的无功平衡。无功补偿对于电力系统的稳定运行至关重要。适当的无功补偿可以减少线路中的无功电流，降低电压波动和闪变，提高电网的供电质量和效率。同时，无功补偿还可以减少变压器的损耗，延长变压器的使用寿命。SVG 的技术优势主要体现在以下几个方面：

（1）快速响应：SVG 能够在毫秒级的时间内对无功功率进行调整，快速响应负载的变化。

（2）高精度调节：SVG 的调节精度可以达到 $\pm 0.5\%$ 甚至更高，能够满足电网对无功功率的精确需求。

（3）宽调节范围：SVG 的调节范围宽，可以覆盖从感性到容性的全范围无功功率。

（4）谐波抑制：SVG 通过 PWM 技术，可以有效地抑制电网中的谐波。

（5）高低压穿越能力：SVG 中的电力电子器件（如 IGBT）具有快速响应的特性，能够在电网电压波动时迅速调整输出电压或电流，从而维持 SVG 与电网的稳定连接。

按 10%–20% 的比例配备 0.3Mvar SVG 装置 1 台，0.2Mvar SVG 装置 1 台。

6.3 主要设备材料表

编号	名称及规格	单位	数量
1.1	光伏发电设备		
1.1.1	光伏组件双面双波单晶硅650W _p	块	5384
1.1.2	光伏专用接头MC4	对	280
1.1.3	彩钢瓦屋顶光伏支架（铝合金6063T5）	t	18.60
1.1.4	组串式逆变器安装支架Q235B	t	0.38
1.1.5	镀锌铝镁走道板（600毫米宽）	m	1900
1.2	汇流及变配电设备		
1.2.1	组串式逆变器300kW	台	2
1.2.2	组串式逆变器250kW	台	9
1.3	接地		
1.3.1	-40×4 热镀锌扁钢	m	4560
1.3.2	-50×5 热镀锌扁钢	m	75
1.3.3	热镀锌角钢50*50*5L=2500mm	根	8
1.3.4	绝缘铜绞线 BVR-1*4mm ²	m	200
1.3.5	绝缘铜绞线 BVR-1*16mm ²	m	300
2	控制保护设备及安装工程		
2.1	10kV箱式升压变电站1600kVA-10.5/0.8kV	套	1
3.1	10kV箱式升压变电站2000kVA-10.5/0.8kV	套	1
2.3	XGN型10kV开关柜(光伏进线柜)	套	2
2.4	XGN型10kV开关柜(出线柜)	套	2
2.5	XGN型10kV开关柜(SVG出线)	套	2
2.6	XGN型10kV开关柜(并网计量柜)	套	2
2.7	XGN型10kV开关柜(站用变)	套	2
2.8	XGN型10kV开关柜(PT柜)	套	2
2.9	XGN型10kV开关柜(有源滤波柜)	套	2

2.1	XGN型10kV开关柜(UPS柜)	套	2
2.11	SVG无功补偿成套装置, $\pm 0.2\text{MVar}$	套	1
3.11	SVG无功补偿成套装置, $\pm 0.3\text{MVar}$	套	1
2.13	防孤岛保护装置	套	2
2.14	电能质量监测装置	套	2
2.15	电量采集装置	套	2
3	电缆及桥架		
3.1	直流电缆H1Z2Z2-K-1 $\times$ 4mm ²	m	10000
3.2	直流电缆H1Z2Z2-K-1 $\times$ 6mm ²	m	13000
3.3	交流电缆ZC-YJY22-1.8/3kV-3 $\times$ 95+2 $\times$ 50mm ²	m	1300
3.4	交流电缆ZC-YJY22-1.8/3kV-3 $\times$ 120+2 $\times$ 70mm ²	m	300
3.5	10kV交流电缆ZRC-YJY23-8.7/15kV-3 $\times$ 70mm ²	m	200
3.6	10kV交流电缆ZRC-YJY23-8.7/15kV-3 $\times$ 95mm ²	m	200
3.7	电缆终端头制作 3 $\times$ 95+2 $\times$ 50mm ² 户外冷缩头	套	18
3.8	电缆终端头制作 3 $\times$ 120+2 $\times$ 70mm ² 户外冷缩头	套	4
3.9	电缆终端头制作10kV 3 $\times$ 70mm ² 户外冷缩头	套	2
3.1	电缆终端头制作10kV 3 $\times$ 95mm ² 户外冷缩头	套	2
3.11	热镀锌桥架200*100	米	606.06
3.12	热镀锌桥架400*100	米	597.68
3.13	PE管 ϕ 20	m	3600
3.14	PE管 ϕ 50	m	250
3.15	热镀锌钢管DN50	m	95
3.16	热镀锌钢管DN100	m	45
4	其他设备及安装工程		
4.1	视频监控系统		
4.1.1	弱电监控系统	项	1
4.2	计算机监控系统		
4.2.1	计算机监控系统	项	1

4.3	消防器材(干粉灭火器)	项	1
4.4	清洗系统	项	1
4.5	防火封堵		
4.5.1	防火涂料	t	0.1
4.5.2	防火堵料(有机堵料DFD-Ⅲ(A))	t	0.1
4.5.3	防火包	t	0.1
5	调试系统		
5.1	全站调试	套	1
5.2	五防回路系统调试	站	1
5.3	供配电系统调试	项	1
5.4	工程师站	项	1
5.5	变压器系统调试	项	1
5.6	变电站整体调试	项	1
5.7	断路器耐压试验	项	1
5.8	电力电缆交流耐压试验	项	1

7 土建工程

7.1 概况

根据现场收资及规程规范，建筑设计标准如下：

本工程建筑物火灾危险性分类：丁类；

建筑结构安全等级：二级；

本工程抗震设防烈度：6度；

设计地震分组：第一组；

设计基本地震加速度值：0.05g；

建筑场地类别：厂区楼、Ⅱ类；

基本风压：0.40kN/m²；

7.2 设计依据

设计参照执行的规程、规范

《建筑结构制图标准》	GB/T50105-2010
《建筑结构荷载规范》	GB50009-2012
《建筑结构可靠性设计统一标准》	GB50068-2018
《混凝土结构设计规范》	GB50010-2010（2015年版）
《建筑抗震设计规范》	GB50011-2010（2016年版）
《钢结构设计标准》	GB50017-2017
《冷弯薄壁型钢结构技术规范》	GB50018-2002
《光伏支架结构设计规程》	NB / T10115-2018
《铝合金结构设计规范》	GB50429-2007
《建筑结构制图标准》	GB/T50105-2010
《建筑结构荷载规范》	GB50009-2012
《建筑结构可靠性设计统一标准》	GB50068-2018

《混凝土结构设计规范》	GB50010-2010（2015年版）
《铝合金结构工程施工质量验收规范》	GB50576-2010
《构筑物抗震设计规范》	GB50191-2012
《建筑抗震鉴定标准》	GB50023-2009
《建筑抗震加固技术规程》	JGJ116-2009
《既有建筑屋顶增设光伏系统工程技术规程》	T/CECS1176-2022

7.3 结构设计

7.3.1 屋面利用情况

本工程利用屋顶新建分布式光伏项目，厂区楼屋顶呈矩形，由彩钢瓦屋面，屋面除通风器、采光带外无其余设备。

7.3.2 彩钢瓦屋面的光伏支架设计

支架采用铝合金轻型支架作为横梁，并用专用夹具与屋面彩钢瓦凸起部分夹紧连接，不破坏屋顶原有的防水层，植入后抵抗风荷载，保证结构的安全性。



图7.3-1 夹具及铝合金轻型钢条形横梁方案照片

7.3.3 彩钢瓦屋面的运维通道设计

屋面运维通道采用镀锌铝镁光伏专用通道，宽度不小于 0.5m，通道应能方便人工清洗及运维。



镀锌铝镁光伏专用通道

7.3.4 钢结构防腐蚀设计

(1) 钢构件采用金属保护层的防腐方式。钢结构支架、连接板及钢索均采用热浸镀锌涂层，热浸镀锌须满足《金属覆盖层钢铁制件热浸镀锌层技术要求及试验方法》(GB/T13912-2002)的相关要求。

(2) 镀锌厚度检测：镀锌层厚度按照《金属覆盖层钢铁制件热浸镀锌层技术要求及实验方法》规定的方法进行检测。

(3) 连接螺栓可采用不锈钢螺栓或螺栓采取镀锌防腐的形式。

(4) 热浸镀锌防变形措施：须采取有效的防变形措施，以防止构件在热浸镀锌后产生明显的变形。

(5) 若现场需要进行焊接，焊接完成后需涂刷防腐涂料，涂层分为底漆、面漆，涂抹厚度不小于 $160\mu\text{m}$ ，第一道防锈漆必须在钢构件除锈后 4 小时内进行。在正常使用的条件下，应每隔 5 年防腐维护一次。其他未说明详尽处，按国标《建筑钢结构防腐蚀技术规程》(JGJ/T251-2011) 执行。

(6) 本工程光伏支架材质为 Q235B，表面处理采用热浸镀锌防腐，镀锌层厚度不小于 $65\mu\text{m}$ 。

(7) 铝合金表面均应采用银白色氧极氧化，氧化膜级别不应小于 AA15，氧化膜最小平均厚度为 $15\mu\text{m}$ ，氧化膜最小局部厚度为 $12\mu\text{m}$ ，并按《铝合金建筑型材第 1 部分：基材》(GB/T5237.1-2017) 的规定执行。铝合金材料与除

不锈钢以外的钢材或其他材料接触紧固时应采取油漆、橡胶等隔离材料，避免与其直接接触。

7.4 屋顶荷载核算

本工程所利用的屋面结构为彩钢瓦。

7.4.1 屋面承载力计算：

根据本项目“太阳能电池板排列说明及自重”要求，彩钢板屋面新增钢结构屋顶光伏组件系统为平铺，通过夹件固定在屋面板上，用铝合金做为组件支架，新增恒载（光伏组件+支架荷载）不大于 0.15kN/m^2 。光伏组件尺寸： $2465\text{mm} \times 1134\text{mm} \times 30\text{mm}$ ，重量 34.0kg ，折合： 0.12kN/m^2 ）檩条跨中考虑检修荷载 1kN 。清洗屋面组件时，人员不得聚集，同一跨檩条内只允许站一个人清洗。梁柱截面等尺寸、钢材材质等同原设计，其余参数均按现行规范取值同原设计。

（1）新增厂房屋面荷载

1）原施工图屋面均布活荷载标准值采用 0.5kN/m^2 ，无积灰荷载，风荷载地面粗糙类别为 B 类。

2）原施工图屋面均布恒荷载标准值： 0.25kN/m^2 ；复核验算采用： $0.25\text{kN/m}^2 + 0.12\text{kN/m}^2 = 0.37\text{kN/m}^2$ （新增太阳能电池板），不考虑吊挂荷载。

重庆市基本风压 $W_0 = 0.4\text{kN/m}^2$ ，地面粗糙度为 B 类，不考虑雪荷载。

（2）结论

考虑屋面增加荷载较大，根据规范要求，在原有建筑物上增加光伏系统，应根据增加的承载力计算复核房屋可靠性。为了保证结构安全，在项目建设之前需原设计单位或具有相应资质的检测单位对原屋面结构进行验算或检测，承载力不满足要求时，应对房屋采取加固措施后方可实施。

7.4.2 风荷载计算

采用 1 块标准模组（2.465m × 1.134m）计算整个阵列：

（1）基本风压为：0.40kN/m²；

（2）阵风系数 $\beta_{gz}=1.898$ ，瞬时风压的阵风系数依据《建筑结构荷载规范》GB50009-2012 表 8.6.1。

（3）风压高度变化系数 $\mu_z=1$ ，地面粗糙度属 B 类，高度 4.1m，查《建筑结构荷载规范》GB50009-2012 表 8.2.1 得出。

（4）光伏支架标准按照《光伏电站设计规范》（GB50797-2012）得出：

$$\omega_{正} = \beta_{gz} \mu_z \mu_s \omega_0 \sin 4 = 1.898 \times 1 \times 1.3 \times 0.40 \times 0.07 = 0.069 \text{ kN/m}^2$$

$$\omega_{负} = \beta_{gz} \mu_z \mu_s \omega_0 \sin 4 = 1.898 \times 1 \times 0.5 \times 0.40 \times 0.07 = 0.027 \text{ kN/m}^2$$

则正向风压的平均荷载为：0.069kN/m²

负向风压的平均荷载为：0.027kN/m²

屋面光伏支架结构稳定性满足要求。

7.5 沉降观测

在铺设光伏的建筑物四角、大转角处及沿外墙每 15m 处设置沉降观测点，以判断建筑物的稳定性，为检测新建光伏发电对建筑物产生附加沉降影响的大小提供依据。

7.6 给水排水

本工程为厂区楼屋顶分布式光伏项目，不改变原屋顶的排水方式。排水利用原有市政管网排水。光伏组件的冲洗由人工采用便携式光伏组件清洗机方式进行冲洗作业。冲洗用水接原有给水系统厂区楼给水点。

7.7 采暖、通风与空气调节

本工程不新增建筑物，本工程不考虑新建采暖、通风及空调系统。

8 消防设计

本设计遵循电力工业“安全第一”及消防工作“预防为主、防消结合”的方针，按照有关规程、规范及规定的要求进行消防设计。消防设计力求技术先进，性能可靠，使用方便，经济合理。消防设计原则：应严格执行《建筑防火通用规范》、《建筑设计防火规范（2018版）》和《消防设施通用规范》；严格控制使用易燃、可燃材料；有利防火、灭火，便于火灾扑救；确保人身安全。

本工程利用厂区楼顶布置光伏组件，组串式逆变器屋顶安装，在室外设置箱变旁布置并网计量柜。光伏组件为难燃烧物，但是屋顶一旦发生火灾，对正常生活会造成影响，故按照 E 类火灾，在车间楼顶光伏组件布置区域每 25m 设置 1 组 5kg 手提式干粉（磷酸铵盐）灭火器，升压站区域设置 1 组 20kg 推车式干粉（磷酸铵盐）灭火器，用于扑救初期火灾。施工期施工区域布置一定数量手提式干粉灭火器，用于扑救初期火灾。

9 施工组织设计

9.1 施工条件

9.1.1 地理位置：项目场址位于重庆市西彭镇，东经 106.63° ，北纬 29.30° ，交通便捷。

9.1.2 用地条件：本工程利用屋面约 4.35 万平方米。

9.1.3 地形地貌：厂区较为平坦。

9.1.4 主要建筑材料

本工程主要包括光伏发电设备（光伏组件、逆变器等）、10kV 变压器及支架，场内集电线路（电缆）等。主要建筑材料：钢材（型钢、钢筋）等，站址区交通运输较为便利，一般建筑材料均可就近购买，交通相对便利。

9.1.5 施工期水和用电条件

（1）施工用水

本工程施工用水拟考虑采用厂区水源。

（2）施工用电

本工程施工用电拟使用厂区用电。

（3）施工通信

项目所在区域程控电话网络覆盖率达 100%。宽带网络、移动通信全部覆盖。施工现场的对外通信由当地电信通信网络提供，内部通信则采用无线电通信方式解决。

9.2 施工总布置

9.2.1 施工总布置原则

根据光伏电站建设特点，遵循施工工艺要求和施工规范，保证合理工期，施工总布置需按以下基本原则进行：

(1) 路通为先，使用厂区原有道路。

(2) 安全第一、质量至上的原则：光伏方阵的安装工程量相当大，而且安装质量要求高，为此，在全部工程实施的始终，都要贯彻执行安全第一、质量至上的原则。

(3) 节能环保、创新增效的原则：光伏电站的建设本身就是节约一次能源、保护环境和充分利用可再生资源——光能的一项社会实践。但是，在光伏电站的建设中，对于具体的工程项目的实施，仍然要遵循充分节约能源、切实保护环境的原则。在整个光伏电站建成运营后，更能充分显示出开发新能源，对人类所创造出的经济效益、社会效益和绿色环保效益。

(4) 高效快速、易于拆除的原则：尽量设计成易于加工、易于拆装的标准化构件，除能达到快速施工、节约能源的目的外，还能达到易于拆除、易于清理的目的。

9.2.2 施工总布置方案

本工程主要施工工程量为光伏组件铝合金支架安装工程。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区。

施工生活区主要布置为临时存放仓库、材料临时堆放场地、材料堆放及组装场地和设备堆放场地。在每个光伏阵列逆变器空地处分散布置为材料堆放及组装场地。

9.3 施工交通运输

9.3.1 对外交通运输

本工程位于重庆市西彭镇森迪大道 14 号，厂厂房屋面，交通相对便利。

光伏组件属于易碎设备，根据目前的场外交通条件，满足设备运输要求。根据光伏组件易碎的特点，建议运输过程采取良好的防护措施。本项目推荐采用公路运输方式，建议减少转运次数，以利于保护电池组件，可委托有资质的运输公司对设备途经道路进行勘察，并做出相应的运输组织措施。

9.3.2 站内交通运输

本工程站内道路使用厂原有道路。

9.4 主体工程施工

主体施工建议采用工程招标的方式，选择有类似工程施工经验的施工企业承建本项目。设备安装应在设备制造厂家技术人员指导下进行。施工方案合理与否，将直接影响到工程施工的安全、质量、工期和费用。从工程的实际情况出发，结合自身特点，用科学的方法，综合分析、比较各种因素，制定科学、合理、经济的施工方案。

9.4.1 主体工程施工及安装

本工程主要项目的施工和安装包括：光伏组件支架制作安装等建筑安装工程。电缆敷设、光伏组件方阵的安装、电气设备的安装调试、系统的并网运行调试。

9.4.2 光伏件的安装和检验

连接光伏组件阵列架支柱连接件，检查其横列水平度，符合标准再进行支架组装。检测单块电池板电流、电压，合格后进行光伏组件的安装。最后检查接地线、钢架紧固件是否紧固，光伏组件的接插头是否接触可靠，接线盒、接插头须进行防水处理。检测光伏组件阵列的空载电压是否正常，此项工作应由组件专业技术人员完成。

9.4.3 电气设备安装

具体安装方案，在施工时应参照厂商的设备技术要求和说明进行方案设计和多方案比较确定。电缆安装：所有电缆按设计要求和相关规范分段施工。所有电缆分段分项施工完成后，要按设计要求和相关规范进行施工验收。

9.4.4 总体控制部分安装

参照产品说明书的要求，对并网逆变器、光伏组件、交流电网的配电柜按相应顺序连接，观察并网逆变器的各项运行参数，并做好相应记录，将实际运行参数和标称参数做比较，分析其差距，为以后的调试做准备。

9.4.5 检查和调试

（1）根据现场考察的要求，检查施工方案是否合理，能否全面满足施工及安装要求。

（2）根据设计要求、供货清单，检查配套元件、器材、仪表和设备是否按照要求配齐，供货质量是否符合要求。对一些工程所需的关键设备和材料，可视具体情况按照相

关技术规范和标准在设备和材料制造厂或交货地点进行抽样检查。

(3) 现场检查验收：检查光伏组件方阵、变配系统施工质量是否符合要求，并做记录。此项工作应由组件提供商技术人员完成。

(4) 调试是按设备规格对已完成安装的设备在各种工作模式下进行试验和参数调节。系统调试按设备技术手册中的规定和相关安全规范进行，完成后须达到或超过设备规格所包含的性能指标。如在调试中发现实际性能和手册中的参数不符，设备供应商须采取措施进行纠正，达标后才具备验收条件。

9.5 施工总进度

按照国家关于加强建设项目工程质量管理的相关规定，本项目要严格执行建设程序，确保建设前期工作质量，做到精心设计，强化施工管理，并对工程实现全面的社会监理，以确保工程质量和安全。施工总进度根据光伏组件及设备安装施工程序，参照国内外已建及在建光伏电站的施工工期和强度指标，采用先进的施工设备和工艺保证工程优质优量地完成。本工程建设总工期为 5 个月，其中前期报告及招标工期 1 个月，施工建设工期 4 个月，详见实施初步进度表 9.5-1 所示。

表9.5-1本工程实施进度

进度	建设周期5个月											
项目	15天	20天	25天	30天	35天	40天	50天	70天	90天	100天	120天	150天
申请报告及审查												
EPC招标及采购												
初步设计及施工图设计												
设备、材料采购												
土建												
设备安装												
调试及并网发电												

10 工程管理设计

10.1 工程管理机构

10.1.1 工程管理机构的组成及编制

根据生产和经营需要，结合现代化光伏电站运行特点，遵循精干、统一、高效的原则，对运营机构的设置实施企业管理。参照国家相关规定，结合新建电站工程具体情况，本光伏电站按“无人值守”的原则进行设计。

建设期结束后光伏电站项目公司职能转变为项目运营，由重庆宏泰新能源公司人员承担项目运营管理工作，做好电站运行和日常维护及定期维护工作，电站的大修、光伏组件的清洗、光伏组件镀锌支架的维修养护、绿化养护、卫生保洁等工作均采用外委方式进行，以减少管理成本，提高经济效益。

主要管理对象为光伏电站内的组件及其他配套设施。主要工作为光伏发电站光伏组件、逆变器和控制室等的日常巡视、维护、小规模设备检修。太阳能光伏电站，按少人值班的原则设计，可按无人值班（无人值守）方式管理，设备检修可委托给相关单位。

10.1.2 工程管理范围

结合本光伏发电工程的特点，明确工程的管理范围以及管理办法。本光伏电站的光伏组件方阵、逆变器、监测通信系统、配电系统等设施为本项目生产区范围。生活区充分利用工厂已有设施。各自范围严格区分，统一工程管理。

10.2 主要管理设施

(1) 发电设备

固定式光伏阵列（包括光伏组件、光伏支架）。

(2) 配电设备

组串逆变器、并网计量柜及其他配电设施。

(3) 监控及通信设备

10.3 工程运行和维护

10.3.1 检修维护方案

项目公司应准备光伏电站的检验与维护手册，内容应包括进行定期和年度检验、日常维护、大修维护和年度维护的程序和计划，以及调整和改进检验及维护的安排程序。项目公司对于其主要设备的大、小修，输变电设备及影响供电能力的附属设备的计划检修，应根据电网的出力平衡和光伏电站太阳能特征提出建议，该建议应递交调度机构并经调度机构同意后纳入计划停运。

(1) 维护计划的编制

光伏组件年度例行维护计划的编制应以组件制造商提供的年度例行维护内容为主要依据，结合光伏组件的实际运行状况，在每个维护周期到来之前进行整理编制。计划内容主要包括工作开始时间、工作进度计划、工作内容、主要技术措施和安全措施、人员安排以及针对设备运行状况应注意的特殊检查项目等。在计划编制时还应结合光伏电站所处地理环境和光伏组件维护工作的特点，在保证光伏组件安全运行的前提下，根据实际需要可以适当调整维

护工作的时间，以尽量避开气象条件恶劣的时段。这样不但能减少由维护工作导致计划停机的电量损失，降低维护成本，而且有助于改善维护人员的工作环境，进一步增加工作的安全系数，提高工作效率。

（2）例行维护的主要内容和要求

①方阵观察

观察方阵表面是否清洁，及时清除灰尘和污垢，可用清水冲洗或用干净抹布擦拭，但不得使用化学试剂清洗。检查了解方阵有无接线脱落等情况。

②设备巡检

注意所有设备的外观锈蚀、损坏等情况，用手背碰设备外壳有无温度异常，检查外露的导线有无绝缘老化、机械性损坏，箱体内有否进水等情况。检查有无小动物对设备形成侵扰等其它情况。设备运行有无异常声响，运行环境有无异味，如有应找出原因，并立即采取有效措施，予以解决。若发现严重异常情况，除了立即切断电源，并采取有效措施，还要报告有关人员，同时做好记录。

（3）定期检查

除了日常的巡检以外，还需要专业人员进行定期安全检查，内容包括：

①检查、了解运行记录，分析光伏系统的运行情况，对于光伏系统的运行状态做出判断，如发现问题，立即进行专业的维护和指导。

②外观检查和设备内部的检查，主要涉及活动和连接部分、导线，特别是大电流密度的导线、功率器件、容易锈蚀的地方等。

③对于逆变器应定期清洁冷却风扇并检查是否正常，定期清除机内的灰尘，检查各端子螺钉是否紧固，检查有无过热后留下的痕迹及损坏的器件，检查电线是否老化。

④有条件时可采用红外探测的方法对光伏方阵，线路和电器设备进行检查，找出异常发热和故障点，并及时解决。

⑤光伏系统每年应对照系统图纸完成一次系统绝缘电阻以及接地电阻的检查，以及对逆变器装置进行一次全项目的电能质量和保护功能的检查和试验。

（4）常规巡检

为保证光伏组件的可靠运行，提高设备可利用率，在日常的运行维护工作中应建立日常登记巡检制度。维护人员应当根据组件运行维护手册的有关要求并结合组件运行的实际状况，有针对性地列出巡检标准工作内容并形成表格，工作内容叙述应当简单明了，目的明确，便于指导维护人员的现场工作。通过巡检工作力争及时发现故障隐患，防范于未然，有效地提高设备运行的可靠性。有条件时应当考虑借助专业故障检测设备，加强对组件运行状态的监测和分析，进一步提高设备管理水平。

（5）非常规维护

发生非常规维护时，应当认真分析故障的产生原因，制定出周密细致的维护计划。采取必要的安全措施和技术措施，保证非常规维护工作的顺利进行。重要部件的非常规维护重要技术负责人应在场进行质量把关，对关键工序的质量控制点应按有关标准进行检验，确认合格后方可进行后续工作，一般工序由维护工作负责人进行检验。全部工作结束后，由技术部门组织有关人员进行质量验收，确认合格后进行试运行。由主要负责人编写光伏组件非常规维护报告并存档保管，若有重大技术改进或部件改型，还应提供相应的技术资料及图纸。

10.3.2 备品配件及工具管理

（1）备品管理

备品配件的管理工作是设备管理全过程的一部分，技术性较强，做好此项工作对正常维护设备、提高设备完好率和经济效益、确保安全运行至关重要。光伏组件较多，配件的通用性、互换性较好，购买费用高、手续繁杂、供货期长。因此，光伏电站应保存足够的备品备件，根据设备运行经验及时优化库存定额，满足设备长期安全运行的需要。

（2）工具的使用管理

①必须按操作规程正确合理使用工具，不得违章野蛮操作。

②工具使用完毕后，应精心维护保养，保证工具完好清洁，并按规定位置及方式摆放整齐。

③工作过程中携带工具物品应固定牢靠，轻拿轻放，避免发生工具跌落损坏事故。

④临时借用的工具使用完毕后应主动及时归还，不得随意放置，以免丢失。

⑤贵重工具（如扭力扳手等）必须由值班长负责借用，并对使用者强调使用安全。

⑥对损坏的工具应当及时进行修复，暂无条件修复的妥善保管。

⑦工具的报废必须符合下列条件之一的工具，才能提出报废申请：

超过使用年限，结构陈旧，精度低劣，影响工作效率，无修复价值者；损坏严重，无修复价值或继续使用易发生事故者；绝缘老化，性能低劣，且无修复价值者；因事故或其他原因致使工具严重损坏，无修复价值者。

（3）库房管理

光伏电站因自然环境较为特殊且备品配件和生产用工器具价格较高、种类较多，所以对库房的管理有较高的要求。库房保管要求如下：库房内有消防设备。库房要采取防盗措施。库房内长期物资要定期检验、保养，防止损坏、生锈。淘汰损坏的物资及时处理或报废。库房物资应实行档案规范管理，健全台帐。将有关图纸、说明、合格证、质量证明、验收记录、采购合同、联系方式等存入档案。

11 环境保护

11.1 环境保护

11.1.1 设计依据

(1) 《光伏电站设计规范》(GB50797-2012)

(2) 《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》
NB/T32043-2018

(3) 《环境空气质量标准》(GB2035-2012)

(4) 《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)

(5) 《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)

(6) 《污水综合排放标准》(GB8978-1996)
(GB18466-2005 部分代替 GB8978-1996、GB20426-2006 部分代替 GB8978-1996、GB20425-2006 部分代替 GB8978-1996)

(7) 《声环境质量标准》(GB2036-2008)

(8) 《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)

(9) 《建筑施工场界噪声排放标准》(GB12523-2011)

(10) 《电磁环境控制限值》(GB81560-2014)

11.1.2 厂址现状

本项目位于重庆市西彭镇森迪大道 14 号,厂址所在地环境噪声昼夜值 $<50\text{dB}(\text{A})$,满足《声环境质量标准》(GB2036-2008)1 类标准要求,声环境质量较好。空气质量满足《环境空气质量标准》(GB2035-2012)2 类标准,空气质量较好。

11.1.3 施工期环境影响分析

11.1.3.1 污水影响分析

施工期施工人员日常生活污水排放量较小，拟利用原有生活污水处理设施，对当地水环境质量不会产生大的影响。

11.1.3.2 大气环境影响分析

工程施工中由于施工车辆的行驶，在作业面及其附近区域将产生粉尘和二次扬尘，同时施工机械和运输车辆在运行过程中也排放含 NO_2 、CO 和 HC 等废气，造成局部区域的空气污染。由于施工区远离居民区，因此受影响的人群主要为施工人员。为减小施工扬尘和废气对施工人员的影响，必须配合相应的环境保护措施，如定期洒水清扫运输车进出的主干道、建筑材料堆场以及混凝土拌和处理，定点定位采取适当的防尘措施、加强对施工机械和运输车辆的维修保养等，同时提倡文明施工，加强施工管理。

11.1.3.3 固体废弃物

施工期间的固体废弃物，主要为生产和生活垃圾，应收集到垃圾箱内，由当地环卫部门分别收集统一处理。施工期产生的少量废弃零部件主要为电缆余料、型钢支架边角料等，具有一定的再利用价值，不宜随意丢弃，可收集后外卖给相关单位进行回收利用。本项目施工期少量固废均可妥善处理，不会对周边环境产生不利影响。

11.1.3.4 噪声

本项目施工内容主要包括光伏发电系统设备运输和安装等。施工噪声主要来自于施工机械以及运输车辆。本项目施工作业远离居民聚集区，因此施工期噪声对外界影响很小，受噪声影响人群主要为施工人员。尽管施工区对周围影响较小，但工程开工后仍应严格执行有关的条例、规定，使施工场地边界处的噪声值达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中的有关规定。

此外，施工运输车辆也将增大相关道路的交通噪声，虽然车辆运输主要利用现有公路，对公路附近居民的影响不大，但仍应对车辆行驶时间、行驶路线进行严格控制和管理，注意避开噪声敏感区域和噪声敏感时段，文明行车。

11.1.4 营运期环境影响分析

11.1.4.1 污废水影响分析

太阳能光伏电站内无转动机械，在运行过程中无生产性工艺废水排放。项目日常运营过程中无生活污水，对周围环境很小。

11.1.4.2 固体废弃物影响分析

运行期间产生的生活垃圾，应收集到原有的垃圾箱内，由当地环卫部门分别收集统一处理。

11.1.4.3 光学影响分析

工程安装为屋面太阳能光伏电站，光伏组件透光率可达 91.5% 以上，即反射率低于 8.5%，基本不会产生反光、眩目现象，不会对周边环境产生光污染。

太阳能光伏方阵安装倾角平行于厂房屋面。光伏组件内晶硅片表面涂覆有防反射涂层，封装玻璃表面已作特殊处理，光伏组件对阳光的反射以散射为主，其总反射率低于玻璃幕墙，无眩光。因此，不会产生对周边道路及建筑物的光污染问题。

11.1.4.4 电磁影响分析

光伏电站潜在的电磁环境影响主要是逆变器产生的工频电磁场。本项目正常工作频率为 50Hz，属于工频，电磁环境影响较小，不属于电磁辐射范畴（100kHz--30GHz）。根据以往电磁环境资料分析，本项目建成后，厂区外的电场强度和磁感应强度均较低，对人体和环境不会造成危害。

11.1.4.5 噪声影响分析

光伏组件在运行过程中基本不产生噪声，本项目采用组串式逆变器，组串式逆变器运行过程中产生噪声很小，运营期噪声主要来源于逆变器散热风扇运转发出的电磁噪声。本项目逆变器拟采取的噪声防治措施为：

（1）采用低噪声散热风扇。噪声源较弱，对外界噪声影响很小。

（2）运营期加强对光伏电站逆变器的维护，使其处于良好的运行状态，避免对工作人员以及周边居民生活产生干扰。

11.1.4.6 大气影响分析

项目运行时，无废气产生，对大气环境无影响。

11.1.5 环境保护综合评价结论

本工程建成发电后，无废气、废水、生活垃圾产生，噪声、光和电磁不会对周边环境产生污染，因此本工程建成后不会对周边环境产生不利影响。工程建设充分利用可再生的、清洁的太阳能资源，节约不可再生的化石能源，减少污染、保护人类赖以生存的生态环境，其社会效益是明显的。工程建设将起到一定示范效应，它的建设对于重庆地区进一步推广太阳能发电应用，落实国务院节能减排战略部署，实践科学发展观，将起到十分积极的作用。从环境保护角度分析，工程建设无制约性因素，工程建设是可行的。

根据《重庆市生态环境局关于印发重庆市不纳入环境影响评价管理的建设项目类型的通知》（渝环〔2020〕57号）附件第十五项“利用现有建筑/构筑物、发电量小于6兆瓦（含），且不位于环境敏感区的光伏项目”可不纳入环境影响评价管理。按《建设项目环境影响评价分类管理名录》本项目不属于“环境敏感区”，因此不用纳入环境影响评价管理。

11.2 水土保持

11.2.1 水土保持设计标准

工程建成后对人类活动程度影响不大，工程建设应做好环境生态保护及建设。同时，在开展水土保持设计时应遵守下列标准：

（1）《中华人民共和国水土保持法》

(2) 《土壤侵蚀分类分级标准》SL190-2007

(3) 《水土保持综合治理技术规范》GB/T16453.1 ~ 6-2008

(4) 《水土保持监测技术规程》SL277-2002 等

11.2.2 水土流失预测及危害分析

工程区域现状水土保持状况较好。

工程施工所使用道路和电缆通道都是原有的，对土地损害微乎其微。

11.2.3 水土保持措施

本项目根据以下原则制定水土保持措施：

(1) “谁开发谁保护，谁造成水土流失谁负责治理”的原则

在实地调查和资料分析的基础上，科学合理地界定工程建设及生产过程中的水土流失防治责任范围，明确建设单位的防治责任。

(2) “生态优先”的原则

水土保持防治措施，以防治水土流失和增加生态效益为目的，“因地制宜、因害设防”、“重点治理与一般防护相结合”，实现生态与经济的可持续发展。

(3) “预防为主、防治结合”的原则

工程建设中应以预防为主，对施工场地进行合理布设，避免建设过程中乱占、乱挖，破坏原地貌和地表植被，减少水土流失造成的危害。施工过程中贯彻“先挡后弃”的原则，做好土方调配工作，同时加强临时防护措施。

（4）“分区防治、重点突出”的原则

在光伏电站建设、生产过程中，根据水土流失预测结果，按照水土保持分区防治原则合理布置各项防治措施，建立结构合理、功能齐全、效果显著的水土保持综合防治体系。

（5）“综合治理”的原则

根据工程建设布局、施工生产工艺以及可能造成水土流失量和危害等，合理布置各项防治措施，工程措施与植物措施相结合，永久性防治措施和临时性防治措施相结合，进行综合治理。

（6）“三同时”的原则

应合理安排水土保持措施施工进度，按照先拦后弃的防治原则，首先实施水土保持拦挡工程，临时挡护工程及其它工程随着主体工程进度适时安排。植物措施在土建工程完工之后适宜的造林种草和农作物季节分步完成。

（7）“与主体工程相衔接”的原则

所采取水土保持措施应与主体工程相衔接，对主体设计进行综合分析的基础上，把主体工程中具有水土保持功能工程纳入本方案水土保持措施体系中，使之和方案新增水土保持措施一起，形成一个完整、严密、科学的水土保持防护体系，减少因工程建设造成的水土流失。

（8）“经济可行”的原则

从实际出发，在有效防治工程建设新增水土流失的同时，充分考虑经济合理，以较少的投入争取最大的生态和社会效益。

11.2.4 水土保持监测

本工程不存在水土保持监测内容。

11.2.5 水土保持结论

根据以上对光伏电站站址和工程建设可能引起的水保影响进行分析，可认为光伏电站建设和运行期间基本不会对当地水土保持产生影响，相反工程具有明显的环境效益和节能效益。因此从工程环境保护和节能的角度来衡量，光伏电站建设是可行的。

根据本项目的特点，结合当地的特征，针对工程建设过程中对自然地表的扰动采取相应的工程措施、绿化措施、以及临时防护措施，能有效地控制工程建设过程中和光伏电站运行期间产生的水土流失，从水土保持的角度分析，工程建设是可行的。

12 劳动安全与职业卫生

12.1 总则

12.1.1 编制目的及原则

为贯彻“安全第一，预防为主，综合治理”的工作方针，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职业卫生的要求，保障劳动者在生产过程中的安全与健康，编制劳动安全及职业卫生篇章，着重反映工程投产后职工及劳动者的人身安全与卫生方面紧密相关的内容，分析生产过程中的危害因素，对生产过程中的危险有害因素，采取综合治理措施。

12.1.2 设计依据

- (1) 《中华人民共和国安全生产法》2021年9月1日；
- (2) 《中华人民共和国劳动法》2018年12月29日修订版；
- (3) 《中华人民共和国电力法》2018年12月29日修订版；
- (4) 《中华人民共和国职业病防治法》2018年12月29日修正；
- (5) 《危险化学品安全管理条例》2013年12月7日修正；
- (6) 《电力安全事故应急处置和调查处理条例》2011年9月1日起实施；

(7) 《建设项目安全设施“三同时”监督管理暂行办法》2015年4月2日修改；

(8) 《生产安全事故应急预案管理办法》2019年9月1日版。

12.2 施工期和运行期间主要危险因素

施工期和运行期间主要危险因素分为人的因素、物的因素、环境因素、管理因素。

(1) 人的因素主要包括：体力负荷超限（包括劳动强度、劳动时间延长引起疲劳、劳损、伤害等的负荷超限）、健康状况异常、从事禁忌工作、心理异常等。

(2) 物的因素主要包括：设备、设施、工具、附件缺陷（设备设施强度不够、刚度不够、稳定性差等），防护缺陷（无防护、防护装置或设施缺陷、防护不当），电危害（带电部位裸露、漏电、静电和杂散电流、电火花、电弧、短路、其它电危害），运动物危害（坠落物、撞击、其他运动物危害等），标志标识缺陷等。

(3) 环境因素主要包括：室外作业场地环境不良（恶劣气候与环境、作业场地和交通设施湿滑、作业场地狭窄杂乱、），脚手架、阶梯和活动梯架缺陷，其他作业环境不良等。

(4) 管理因素主要包括：职业安全卫生管理机构设置和人员配备不健全、职业安全卫生责任制不完善或未落实、实职业安全卫生管理制度不完善或未落实、实职业安全卫生投入不足、其他管理因素缺陷。

12.3 劳动安全及职业卫生设计原则及措施

12.3.1 施工期劳动安全及职业卫生对策措施

在工程建设期间，必须遵守《建设项目安全设施“三同时”监督管理暂行办法》的规定。建设单位应按照《建设工程安全生产管理条例》的规定执行，按相关资质、条件和程度进行审查，对设计单位、施工单位、监理单位加强安全生产管理，明确安全生产责任，制定相应的施工安全管理方案，责成施工单位制定事故应急救援预案。

本工程建设过程中，建设单位、勘测单位、设计单位、施工单位、工程监理单位及与工程建设安全生产有关的单位，必须遵守安全生产法律、法规的规定，保证建设工程安全生产，依法承担建设工程安全生产管理责任。针对施工期的主要的危险、有害因素提出如下建议：

（1）各施工单位应根据《中华人民共和国安全生产法》和国家有关安全生产规定，按照“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，结合建设工程的实际，制定安全生产责任制和规章制度，切实可行的应急预案，杜绝事故发生。

（2）施工期用电应符合施工用电的一般规定。施工用电的布设应按已批准的施工组织设计进行，并符合当地供电局的有关规定；施工用电设施竣工后应经验收合格后方可投入使用；施工用电应明确管理机构并由专业人员负责运行及维护，严禁非电工拆、装施工用电设施；施工用电设施投入使用前，应制订运行、维护、使用、检修、实验等管理制度。

(3) 电气设备设施建立和执行专人专机负责制，并定期检查和维修保养；不带电的外露导电部分应做保护接零，同时装设漏电保护器；检修由专职电工进行。检修前必须先切断电源，并挂上“严禁合闸”的警告牌。严禁带电作业。

(4) 起重机械必须经技术监督部门审核合格后方可使用。起重作业的指挥和操作人员必须由专业人员担任；起重设备在使用前应对其安全装置进行检查，保证其灵敏有效；起重机吊运重物时一般要走吊运通道；不明重量、埋在地下的物件不得起吊；禁止重物空中长时间停留；高处露天作业，缆索吊装及大型构件起重吊装时，应根据作业高度和现场风力大小，对作业的影响程度，制定适于施工的风力标准，风力六级及六级以上时，不得进行起重作业；大雾、雷雨等恶劣天气，或照明不足，导致信号不明时不得进行起重作业；大型吊装现场区域应该有明显警告标志，禁止非工作人员入内。

(5) 施工作业场所有可能坠落的物件，应一律先行撤除或加以固定；进入施工现场必须佩戴安全帽，高处禁止倾倒垃圾、废物等，在通道上方应加装硬质防护顶，通道避开上方有作业的地区；高空作业使用的工具，必须放入工具袋内或工具箱内，不得随意乱放；不准上下投掷材料，工具等物件；尽量避免上下垂直作业，分层作业时，应设置隔离设施。

(6) 高空作业应满足《建筑施工高处作业安全技术规范》的一般要求。

(7) 施工场地在夜间施工或光线不好的地方应加装照明设施。

(8) 高空焊接前必须清理焊接点下方的易燃、易爆物品，且不允许下方有人员活动。

(9) 在交叉施工中，施工人员应密切配合，相互协作，保证施工安全。

12.3.2 运行期劳动安全及职业卫生对策措施

12.3.2.1 防电气伤害

(1) 光伏系统中的电池方阵面积较大且布置于室外，易受雷电影响，依据《建筑物防雷设计规范》的相关规定进行防雷接地设计。光伏组支架与支架之间，支架与主接地网之间通过扁钢焊接成电气通路，实现全场光伏组件支架电气接地。

(2) 不带电的金属物保证可靠接地；金属物品单独接入接地干线，接地电阻满足其中的最小值，严禁串联后再接入接地干线。

(3) 为防止人员触电，在施工检修等电气作业时，应按《电力安全工作规程发电厂和变电站电气部分》等有关规程的要求进行操作，检修工器具应符合要求。电气设备的布置满足《高压配电装置设计技术规程》等有关规程的安全防护距离要求；带电裸露部位等与人行通道、栏杆等满足最小安全距离要求。场地土壤对接地体有中腐蚀性，

接地体采用镀锌材料或铜材，并满足接地截面和接地电阻值要求。

12.3.2.2 防火

电缆应选用抗氧化、耐高温、耐紫外线电缆；各类电缆分层敷设，靠近热体的电缆加装隔热板等。

(1) 建（构）筑物的耐火等级、防火间距、安全疏散，按其在学习过程中的火灾危险类别，依据《建筑设计防火规范》的规定进行设计。

(2) 建筑物按《建筑灭火器配置设计规范》要求配置灭火器的类型及数量。

(3) 电缆选择与敷设及防火设计按《电力工程电缆设计标准》的规定设计。电缆选用抗氧化、耐高温、耐紫外线电缆；各类电缆分层敷设等。在建筑物、屏柜入口处及防火墙两侧 1m 内的电缆涂刷防火材料。在开关柜、控制屏的开孔部位，电缆贯穿隔墙、楼板的孔洞处采取有效的阻燃封堵处理。在公用主沟道的分支处，长距离电缆沟的适当分段处，至建筑物或配电装置的沟道入口处等适当部位设置阻火墙。

12.3.2.3 防雷击

运行期间雷雨天气应避免屋面光伏组件检修、巡视等作业，保证施工人员的安全。

12.3.2.4 防高处坠落伤害

本工程投产后，加强对生产人员的培训教育，规范人员行为，并在四周树立安全警示牌，禁止无关人员逗留。

12.3.2.5 防车辆伤害

(1) 光伏电站出入口、交叉路口按规定设置明显标志和安全措施。

(2) 在显眼、清晰的位置按规定设置限速交通标志。

(3) 场内机动车辆的安全性能应定期检测，及早发现潜在隐患，及时整改。所有机动车辆应逐台建立安全技术管理档案，对车辆的各项技术状况，年度检验和例保、大修作详细记录。

(4) 车辆驾驶必须由经专业技术培训、考试合格并持有合格证的人员担任，

其他人员不许驾驶或移动车辆。

12.3.2.6 防高温伤害

本工程室外作业应避开日高温时间段，避免高温危害，对需连续进行的工作，可采取定时更换工作人员，减少工作人员在高温环境下的作业时间等方式减免高温危害。

12.3.2.7 防低温伤害

运行检修人员冬季室外作业应进行个人的防护，减少低温环境下的作业时间，避免低温危害，防止滑跌等事故。光伏系统室外设备设施应采取防冻措施。

12.3.2.8 防噪声

本工程主要产生噪声的设备为逆变器，应考虑防噪措施。设备噪声设计值控制在《工业企业设计卫生标准》规定的限值以下，在设备订货时提出设备噪声限制要求，优先选用低噪声的设备；对于长期连续运行产生高噪声的地

方，采取隔声措施，运行人员佩戴劳动安全防护用品如耳塞等。

12.3.2.9 防采光及照明不良

本工程照明系统按《建筑照明设计标准》进行设计，按工作场所的环境条件和使用要求选用照明灯具。在主要出入口、通道、楼梯间等处设置照明和应急照明。

12.3.2.10 安全标志的设置

本工程在有可能导致事故发生的危险场所均设置安全警示标志，设置的安全标志应满足现行的标准《图形符号安全色及安全标志》、《安全色》及《安全标志及其使用导则》等规定。

12.4 工程运行期安全管理

12.4.1 安全机构

本工程投产后，运行管理单位应结合本工程实际，按《安全生产法》的要求设置专职或兼职安全员，严格遵守国家安全生产“三同时”的要求，对工程进行安全监督管理。

12.4.2 应急预案

本工程按《生产经营单位安全生产事故应急预案编制导则》（GB/T29639-2020），国家电力监管委员会《电力企业综合应急预案编制导则（试行）》、《电力企业专项应急预案编制导则（试行）》、《电力企业现场处置方案编制导则（试行）》等标准文件的要求，设立事故应急机构，结合本工程实际情况编制本企业应急预案体系，其中包括综合应急预案、专项应急预案和现场处置方案。

12.5 预期效果评价

本工程地质属于基本稳定区。由于光伏组件采用的生产工艺、设备操作和维护均较为成熟，自动化程度高，大都是远距离控制，且生产过程中基本不会产生易燃、易爆、有毒、有害物质。设计中采取了科学全面的安全措施，如：继电保护与自动化集中控制系统、自动报警防火系统、计算机监控系统等安全自动系统的设计、施工与管理，为光伏电站安全运行打下了良好的基础。总体来看，设备和人身安全方面存在的危险与有害因素较为简单和轻微，正常情况下安全性高。

12.6 建议

根据本光伏电站特点，本设计阶段已为工程设计了较为完善的工程监测系统，为保证主要建筑物在施工期和运行期的安全，建议生产经营单位建立健全监测制度，掌握有关建筑物的实际运行状况，以便及时对重点部位的安全状况做出综合评价，提做出预防及改进措施，以防患于未然。

本工程生产过程中，电气伤害事故、火灾爆炸事故的危险等级较高，是该光伏发电工程的主要劳动安全问题，在工程建成投产后应作为事故预防和劳动安全卫生管理工作的一项重要内容。本光伏电站应制定针对突发重大事故的预警机制、紧急处理措施与应急救援行动方案。对可能出现的重大事故，如火灾等典型事故做出相应的应急救援预案，以提高对突发重大事故的处理能力。建议对本光伏

发电工程建设全过程建立职业安全健康管理体系。并在实践中对体系进行不断修正和完善，最终实现预防和控制工伤事故、职业病及其他损失的目标。

13 节能降耗

13.1 节能降耗措施

光伏发电技术已较成熟稳定，光伏组件设计和制造时充分考虑了节能降耗。太阳能光伏电站节能降耗一般围绕系统工程、电站总体规划、变电工程、线路工程展开。根据本项目工程内容，节能降耗措施主要包括以下内容：

（1）主设备规范的“通用性”和“经济性”：

通用性：主设备的设计考虑设备及其备品备件，在一定范围和一定时期的通用互换使用；不同厂家的同类产品，应考虑通用互换使用；设计阶段的设备选型要考虑通用互换。

经济性：按照企业利益最大化原则，不片面追求技术先进性和高可靠性，进行经济技术综合分析，优先采用性能价格比高的技术和设备。

（2）优化电气设计，节省材料用量：

主要措施如下：1）选用节能产品，降低损耗。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。

13.2 节能降耗分析

光伏电站的生产过程是将当地的太阳能转变为电能的过程。在整个流程中，不需要消耗其他常规能源，不产生大气、液体、固体废弃物等方面的污染物，也不会产生大的噪声污染。太阳能的节能效益主要体现在光伏电站运行

时不需要消耗其他常规能源，环境效益主要体现在不排放任何有害气体和不消耗水资源。

本光伏电站工程的建设符合可持续发展的原则，是国家能源战略的重要体现。项目建成后，25年平均发电量约272.55万kWh。按照火电煤耗每度电耗标准煤326g，投运后每年可节约标准煤约819.56t标煤，相应可减少CO₂排放量约2245.81t，减少SO₂排放量226.22kg，减少NO_x排放量362.49kg，减少烟尘排放量46.33kg。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。。

由此可见，本光伏电站建设和运行在温室气体减排及生态环境保护上可起到显著作用，具有较好的环保效益。运营期采取节约用电，节约用水等措施。在施工期能耗为汽柴油、水和电，主要为施工机械设备和施工期人员的生活设施生活及照明负荷。施工机械设备主要以油耗设备和电耗设备为主。故在施工机械设备选型和配套设计时，择优选用电动、液压、柴油等能耗低、生产效率高的机械设备。

14 工程投资估算

14.1 编制说明

(1) 中华人民共和国能源行业标准《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T32027-2016)、《光伏发电工程概算定额》(NB/T32035-2016)和《光伏发电工程勘察设计费计算标准》(NB/T32030-2016)。

(2) 《关于发布<建筑业营业税改增值税后光伏发电工程计价依据调整实施意见>的通知》(可再生定额〔2016〕61号)。

(3) 水电水利规划设计总院可再生能源定额站文件可再生定额〔2019〕14号《关于调整水电工程、风电场工程及光伏发电工程计价依据中建筑安装工程增值税税率及相关系数的通知》。

(4) 工程所在地的相关规定。

(5) 按《重庆工程造价信息》2024年11月份建设价格水平编制。

14.2 编制方法

14.2.1 工程量

根据设计人员提供的设备材料清册及建安工程量。本工程主要机电设备材料见下表。

表 14.2-1 光伏工程量

设备	单位	数量
光伏组件双面双波单晶硅650Wp	块	5384
组串式逆变器 300kW	台	2
组串式逆变器 250kW	台	9
光伏支架（铝合金支架AL6005）	t	18.60
10kV箱式升压变电站1600kVA-10.5/0.8kV	套	1
10kV箱式升压变电站2000kVA-10.5/0.8kV	套	1
镀锌钢材加固	t	32

14.2.2 主要机电设备价格

表 14.2-2主要设备价格

序号	项目名称	单位	单价
1	光伏组件双面双波单晶硅650Wp	元/Wp	
2	组串式逆变器 300kW	元/台	
3	组串式逆变器 250kW	元/台	
4	光伏支架（铝合金支架AL6005）	t/元	
5	10kV箱式升压变电站1600kVA-10.5/0.8kV	套/元	
6	10kV箱式升压变电站2000kVA-10.5/0.8kV	套/元	
7	镀锌钢材加固	t/元	

其他机电设备价格参考近期同类工程订货价。

14.2.3 建筑材料及装置性材料价格

主要材料价格依据重庆市 2024 年 11 月份市场价格。

14.2.4 人工费

人工预算单价参考《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》规定，本项目属于一般地区，人工预算单价见表 14.2-3。

表 14.2-3 人工预算单价表

序号	定额人工名称	单位	人工预算单价
1	高级熟练工	元/工时	10.260
2	熟练工	元/工时	7.610
3	半熟练工	元/工时	5.95.
4	普工	元/工时	4.900

14.2.5 费率指标

执行《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》
(NB/T32027-2016)。

14.2.6 其他费用

执行《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》
(NB/T32027-2016)。

14.2.7 建设期贷款利息

14.2.8 主要技术经济指标表

主要技术经济指标见下表：

表 14.2-4 主要经济技术指标

工程名称	屋面光伏项目					
建设地点	重庆市西彭镇					
设计单位	陕西光智达新能源公司					
建设单位	重庆宏泰新能源公司					
装机规模	MW _p	3.4996	主要工程量	组件	块	5384
组件容量	W _p /块	650		支架	t	18.6
年平均发电量	万 kWh	272.552		逆变器	台	11
年利用小时数	h	818.49				
工程静态投资	万元					
建设期利息	万元					
工程总投资	万元					
单位千瓦静态投资	元/kW _p					
单位动态千瓦投资	元/kW _p		建设用地面积	永久用地	亩	
单位年发电量投资	万元			临时用（租）地	亩	
生产单位定员	人		总工期		月	4

14.3 工程设计概算

14.3.1 工程总概算表

表 14.3-1 工程总概算表

编号	工程或费用名称	设备购置费(万元)	建安工程费(万元)	其他费用(万元)	合计(万元)	占总投资比例 (%)
一	设备及安装工程					
1	发电设备及安装工程					
2	控制保护设备及安装工程					
3	电缆及桥架					
4	其他设备及安装工程					
5	调试系统					
二	建筑工程					
1	发电场工程					
2	其他建筑工程					
三	其他费用					
1	项目建设管理费					
2	勘察设计的费					
	一至三部分投资合计					
四	基本预备费					
	遥调遥控					
	工程静态投资部分合计					
五	价差预备费					
	建设投资					
六	建设期利息					
七	工程总投资合计					
	单位千瓦静态投资 (元/kWp)					
	单位千瓦动态投资 (元/kWp)					

编号	名称及规格	单位	数量	单价（元）				合价（万元）				合计 （万元）
				设备费	安装工程费			设备费	安装工程费			
					安装费	装置性材料费	小计		安装费	装置性材料费	小计	
一	设备及安装工程											
1	发电设备及安装工程											
1.1	光伏发电设备											
1.1.1	光伏组件双面双波单晶硅650Wp	块										
1.1.2	光伏专用接头MC4	对										
1.1.3	彩钢瓦屋顶光伏支架（铝合金6063T5)	t										
1.1.4	组串式逆变器安装支架Q235B	t										
1.1.5	镀锌铝镁走道板（600毫米宽）	m										
1.1.6	镀锌钢结构加固	t										
1.2	汇流及变配电设备											

1.2.1	组串式逆变器300kW	台										
1.2.2	组串式逆变器250kW	台										
1.3	接地											
1.3.1	-40×4 热镀锌扁钢	m										
1.3.2	-50×5 热镀锌扁钢	m										
1.3.3	热镀锌角钢 50*50*5L=2500mm	根										
1.3.4	绝缘铜绞线 BVR- 1*4mm ²	m										
1.3.5	绝缘铜绞线 BVR- 1*16mm ²	m										
2	控制保护设备及安装工程											
2.1	10kV箱式升压变电站 SCB14-1600kVA- 10.5/0.8kV	套										
2.2	10kV箱式升压变电站 SCB14-2000kVA-	套										

	10.5/0.8kV											
2.3	XGN型10kV开关柜(光伏进线柜)	套										
2.4	XGN型10kV开关柜(出线柜)	套										
2.5	XGN型10kV开关柜(SVG出线)	套										
2.6	XGN型10kV开关柜(计量柜)	套										
2.7	XGN型10kV开关柜(站用变)	套										
2.8	XGN型10kV开关柜(PT柜)	套										
2.9	XGN型10kV开关柜(有源滤波柜)	套										
2.10	XGN型10kV开关柜(UPS柜)	套										
2.11	SVG无功补偿成套装置,	套										

	$\pm 0.2\text{MVar}$											
2.12	SVG无功补偿成套装置, $\pm 0.3\text{MVar}$	套										
2.13	防孤岛保护装置	套										
2.14	电能质量监测装置	套										
2.15	电量采集装置	套										
3	电缆及桥架											
3.1	直流电缆H1Z2Z2-K-1× 4mm ²	m										
3.2	直流电缆H1Z2Z2-K-1× 6mm ²	m										
3.3	交流电缆ZC-YJY22- 1.8/3kV-3×95+2× 50mm ²	m										
3.4	10kV交流电缆ZRC- YJY23-8.7/15kV-3× 95mm ²	m										

3.5	0kV交流电缆ZRC-YJY23 -8.7/15kV-3×70mm ²	m										
3.6	电缆终端头制作10kV 3× 95+2×50mm ² 户外冷缩 头	套										
3.7	电缆终端头制作10kV3× 120+2×70mm ² 户外冷缩 头	套										
3.8	电缆终端头制作10kV 3× 95mm ² 户外冷缩头	套										
3.9	电缆终端头制作10kV 3× 70mm ² 户外冷缩头	套										
3.10	热镀锌桥架200*100	米										
3.11	热镀锌桥架400*100	米										
3.12	PE管 φ 20	m										
3.13	PE管 φ 50	m										
3.14	热镀锌钢管DN50	m										
3.15	热镀锌钢管DN100	m										

4	其他设备及安装工程											
4.1	视频监控系统											
4.1.1	弱电监控系统	项										
4.2	计算机监控系统											
4.2.1	计算机监控系统	项										
4.3	消防器材(干粉灭火器)	项										
4.4	清洗系统	项										
4.5	防火封堵											
4.5.1	防火涂料	t										
4.5.2	防火堵料(有机堵料DFD-III(A))	t										
4.5.3	防火包	t										
5	调试系统											
5.1	全站调试	套										
5.2	五防回路系统调试	站										
5.3	供配电系统调试	项										
5.4	工程师站	项										
5.5	变压器系统调试	项										

5.6	变电站整体调试	项										
5.7	断路器耐压试验	项										
5.8	电力电缆交流耐压试验	项										

14.3.3 建筑工程概算表

表 14.3-3 光伏电站建筑工程概算表

编号	工程或费用名称	单位	数量	单价（元）	合计（万元）
二	建筑工程				
1	发电场工程				
1.1	混凝土基础				
1.1.1	箱变基础				
1.1.2	土石方开挖				
1.1.3	土石方回填				
1.1.4	土方外运				
1.2	汇流及变配电设备基础工程				
1.2.1	钢筋制作与安装				
1.2.2	埋件制作与安装				
1.2.3	逆变器雨棚				
1.2.4	不锈钢公告栏				
1.3	集电线路工程				
1.3.1	土石方开挖				
1.3.2	道路拆除及恢复				
1.3.3	电缆沟（包含排管）				
1.4	围栏工程				
1.4.1	上屋面爬梯				
1.4.2	过梯				
2	其他建筑工程				
2.1	供水工程				
2.1.1	水源工程				
2.2	供电工程				
2.2.1	供电线路				
2.3	劳动安全与工业卫生工程				

14.3.4 其他费用概算表

表 14.3-4 光伏电站其他费用概算表

编号	工程或费用名称	单位	计算方式	费率 (%) / 数量	计算基数 (万元) / 单价 (元)	合计 (万元)	备注
三	其他费用						
1	项目建设管理费						
1.1	工程建设管理费	项	基数 × 费率				(建筑及安装工程费+设备购置费)X费率
1.2	工程建设监理费	项	基数 × 费率				(建筑及安装工程费+设备购置费)X费率
1.3	项目咨询服务费	项	基数 × 费率				(建筑及安装工程费+设备购置费)X费率
1.3	项目技术经济评审费	项	基数 × 费率				(建筑及安装工程费+设备购置费)X费率
1.4	工程质量检查检测费	项	基数 × 费率				建筑安装工程费 × 费率
1.5	电能质量评估	项	基数 × 费率				(建筑及安装工程费+设备购置费)X费率
1.6	系统接入	项	基数 × 费率				(建筑及安装工程费+设备购置费)X费率
1.7	工程保险费	项	基数 × 费率				(建筑及安装工程费+设备购置费)X费率
1.8	生产准备费	项	基数 × 费率				设备及安装工程概算设备费X费率
2	勘察设计费	项					

15 财务评价与社会效果分析

15.1 项目概况

屋面光伏项目光伏电站容量为3.4996MW。，预计年平均上网电量约2725.52MWh，首年利用小时数为818.49h。

根据施工进度安排，项目建设总工期为4个月。本项目财务评价计算期为26年，其中建设期4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）和《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》（NB/T 32043-2018）等对本项目进行财务效益分析，考察项目的清偿能力、生存能力以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

财务评价主要是在国家现行财税制度、价格体系的前提下，从项目的角度出发，计算项目范围内的财务效益和费用，分析项目的盈利能力、清偿能力等财务状况，评价项目在财务上的可行性。

15.2.1 资金来源与融资方案

(1) 固定资产投资

(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万元。

(3) 建设资金来源

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

折旧年限取20年，残值率取3%。

年限平均法折旧费计算方法如下：

折旧费=固定资产价值×(1-残值率)/折旧年限

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。修理费每年取

(3) 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0.1%。

(4) 材料费和其他费用

(5) 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。

(6) 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》，该光伏电站上网电价为

15.2.3.2 销售收入

销售收入=光伏售电收入+其他收入

光伏售电收入=上网电量×上网电价

利润总额=销售收入—总成本费用—销售税金附加+补贴收入

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。经计算，本项目固定资产可抵扣的增值税额约为。

（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7%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15%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

本光伏电站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可全部用于还贷。

① 用于还贷的未分配利润

本光伏电站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。盈余公积金按税后利润的10%计。

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还本利息照付的方式。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，偿债备付率平均值为，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，随着光伏系统投产发电，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

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 (%)	对应的额	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(%)					
上网产量变 化分析(%)					
上网电 价变化分析 (%)					
经营成 本变化分析 (%)					

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-5%~5%范围内变化时，项目投资内部收益率（所得税后）在8.9%~7.71%之间变化；项目资本金财务内部收益率在12.58%~10.32%之间变化。

2) 在其他因素不变的情况下，当上网产量在-5%~5%范围内变化时，项目投资内部收益率（所得税后）在7.56%~8.99%之间变化；项目资本金财务内部收益率在10.04%~12.76%之间变化。

3) 在其他因素不变的情况下, 当上网电价在 $-5\%\sim 5\%$ 范围内变化时, 项目投资内部收益率(所得税后)在 $7.56\%\sim 8.99\%$ 之间变化; 项目资本金财务内部收益率在 $10.04\%\sim 12.76\%$ 之间变化。

4) 在其他因素不变的情况下, 当经营成本在 $-5\%\sim 11\%$ 范围内变化时, 项目投资内部收益率(所得税后)在 $8.4\%\sim 8\%$ 之间变化; 项目资本金财务内部收益率在 $11.62\%\sim 10.86\%$ 之间变化。

15.2.8 财务评价结论

(3)敏感性分析表明: 固定资产投资增加、有效电量减少的不利情况对本项目财务收益率影响较大, 因此, 在项目实施过程中应切实注意严格控制工程造价, 优化发电组件选型和布置。在固定资产投资增加、有效电量减少等不确定因素变化时, 本工程财务内部收益率均高于基准收益率, 因此, 本工程财务抗风险能力较强。

15.3 社会效果分析

太阳能是一种可再生的清洁能源, 其节能效益、环境效益和社会效益均十分显著。

15.3.1 工程节能与环保效益

太阳能是清洁的、可再生的能源, 开发太阳能符合国家环保、节能政策, 光伏电站的开发建设可有效减少常规能源尤其是煤炭资源的消耗, 保护生态环境, 营造出山川秀美的旅游胜地。此外, 还能增加本地就业, 减少二氧化碳排放。

本光伏电站工程的建设符合可持续发展的原则, 是国家能源战略的重要体现。项目建成后, 每年可为电网提供清洁电能 2725.52MWh。按照火电煤耗每度电耗标准煤 326g, 投运后每年可节约标准煤约 819.56t 标煤, 相应可减少 CO_2 排放量约 2245.81t,

减少SO₂排放量 226.22kg，减少NO_x排放量 362.49kg，减少烟尘排放量 46.33kg。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，建设本光伏电站可以减少化石资源的消耗，有利于缓解环境保护压力，实现经济与环境的协调发展，项目节能和环保效益显著。

15.3.2社会效益

建设屋面光伏项目光伏电站，将会促进当地相关产业（如建材、交通）的发展，对扩大就业和发展第三产业将起到积极作用，从而带动和促进当地国民经济的发展和社会进步。随着光伏电站的相继开发，光伏将成为当地的又一大产业，为地方开辟新的经济增长点，对拉动地方经济的发展，加快实现小康将起到积极作用。

综上所述，屋面光伏项目光伏电站工程项目的开发，不仅是该地区能源供应的有效补充，而且作为绿色电能，有利于缓解该地区电力工业的环境保护压力，促进地区经济的持续发展，对于带动地方经济快速发展将起到积极作用，项目社会效益显著。

15.4 财务评价附表

附表1：财务指标汇总表

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）

附表3：总成本费用估算表（人民币单位：万元）

附表3：总成本费用估算表（续）（人民币单位：万元）

附表4：资产折旧摊销估算表（人民币单位：万元）

附表4：资产折旧摊销估算表（续）（人民币单位：万元）

附表5：利润与利润分配表（人民币单位：万元）

附表6：借款还本付息计划表（人民币单位：万元）

附表6：借款还本付息计划表（续）（人民币单位：万元）

附表7：财务计划现金流量表（人民币单位：万元）

附表7：财务计划现金流量表（续）（人民币单位：万元）

附表8：项目投资现金流量表（人民币单位：万元）

附表8：项目投资现金流量表（续）（人民币单位：万元）

附表9：项目资本金现金流量表（人民币单位：万元）

附表9：项目资本金现金流量表（续）（人民币单位：万元）

附表10：投资各方现金流量表（投资方1）（人民币单位：万元）

附表10：投资各方现金流量表（投资方1）（续）（人民币单位：万元）

附表11：资产负债表（人民币单位：万元）

附表11：资产负债表（续）（人民币单位：万元）

16 项目风险分析

16.1 政策风险

16.1.1 风险分析

伴随着国民经济的发展，环境问题日益突出，国家大力提倡发展清洁能源，分布式光伏产业得到扶持。本项目光伏发电的收入基本来源于售电收入，本项目的售电收入受分时电价政策执行的影响较大，随着时间的推移，该政策的执行情况及持续时间无法估计。然而，政策的持续性是光伏发电效益的重要保障，国家政策尚且会随着经济形式变化，对分布式光伏发电的长久稳定收入行成影响，现阶段已取消对光伏发电的大部分补贴。

16.1.2 防范措施

宏观方面，投资方与相关政府机构建立畅通的沟通机制，及时了解行业信息，认真学习国家政策，准确解读政策意图，提高对分布式光伏产业的趋势判断和把握能力。微观方面，投资者需要在投资收益预测的经济模型中，做好政策变化导致的各种后果的敏感性分析，并且投资者应结合自身的整体投资布局，合理设置光伏发电的投资比重，保证综合投资收益稳中求进。

16.2 屋顶使用风险

本项目使用厂屋顶新建分布式光伏项目，并向其供电，光伏电站建设于厂现有建筑物屋顶，其用电量、屋顶状态、分时电价的持续性等均对本项目持续经营和业绩带来风险。

16.2.1 屋顶风险

（1）风险分析

本分布式光伏发电设备需要安装在屋顶上，屋顶资源的保障成为顺利发电的基本保障，在投资者和屋顶所有者之间也潜藏如下风险，通常情况下，投资者通过与屋顶所有者（合作方）签署屋顶租赁或使用协议来取得发电场所。而协议的签署需要落实几个关键问题：第一，屋顶租年限与光伏发电经营年限的匹配性问题。考虑到租金上涨等因素，屋顶所有人较难一次性签署长期租赁合同，而光伏发电经营期通常在 25 年左右，使得光伏发电的延续性出现问题。第二，合作方在租赁协议中保留较强势条款，如有权单方解除合同并收回屋顶，造成投资方无法实施投资收益。而出租方单方解除合同或违约而产生的责任过轻，导致租赁合同终止的风险增加。第三，屋顶的所有权或使用权受让给第三方后，受让方是否继续履行协议。

（2）防范措施

详细核实合作方的屋顶产权、经营等相关情况，在屋顶租赁/使用合同中应对上述事项做出严格规定，以合同条款约束出租人。同时，引入当地政府的支持与监管，规范屋顶租赁行为，保障投资者利益。本项目在前期开发过程中已与业主充分沟通，核实了企业营业执照、房屋产权证等相关证件，并在后续拟签订的合同中明确相关责任条款，规避或降低相关合作风险。

（3）屋顶产权单位经营分析

公司成立于 2004 年 09 月 16 日，注册地位于重庆市九龙坡区西彭工业园区，法定代表人为汤林志，注册资本 10000 万人民币，为国有控股的有限责任公司。经营范围包括一般项目：许可项目：货物进出口，技术进出口（依法须经批准的项目，经相关部门批准后方可开展经营活动，具体经营项目以相关部门批准文件或许可证件为准）一般项目：金属材料加工、销售（不含稀贵金属），销售普通机械设备，技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）。用电单位经营风险较低。



图16.3-1 公司股权图

16.2.2 屋顶结构风险

(1) 风险分析

屋顶安装光伏系统必须注意屋顶荷载是否满足结构安全，同时光伏系统对屋顶防水性影响。本项目为 2003 年新

建厂房，但维护较好，屋面防水状态良好，图纸齐全；需专业第三方机构出具荷载报告及加固方案。

（2）防范措施

在施工前对屋顶结构资料进行现场查勘并全面核实，同时注重对防水层进行复查修补，施工过程中在对防水层主要保护，后续也将尽可能全面地考虑各种易导致屋顶业主损失的各种风险事项，并加强与业主协商沟通，签订相关补充协议，规避或降低上述风险。

建议委托第三方专业机构做建筑结构检测鉴定，出具加固专项方案，根据专项方案加固后方可进行光伏组件安装；施工图设计时光伏组件尽量分散布置，减少荷载集中，确保屋面荷载满足组件安装要求。

16.2.3 屋顶火灾风险

（1）风险分析

光伏发电运营过程中火灾对建筑物内的人身财产安全的风险，以及建筑物火灾对光伏发电的风险。光伏发电设备运行是否安全，主要考虑三方面：逆变器散热、电缆和组件二极管稳定性。三者是电站发生火灾的主要威胁因素。短路造成火灾，这也是国际上的电站运营商首要关注的问题，至今未找到行之有效的灭火方案，水灭火会导电；固体泡沫在有倾斜角度的组件上面无法停留。

（2）防范措施

所以，在建设电站的时候，应该充分完善电站安全措施，考虑防火、防震等应急快速反应预案。此外，还有加

强建筑物火灾防范和应急处置，最大限度地降低建筑物内火灾对光伏系统的损毁。

16.3 经营风险

16.3.1 购电方电费结算风险

（1）风险分析

分布式光伏项目多采取签署能源管理合同或是购售电方及供电局三方签署供电合同作为售电方取得自发自用收入的基本保障。此类合同明确规定双方或三方的责任义务，收费标准和收费时间。存在以下潜在合同风险：第一，购电方无充盈的信用担保，从而降低其违约成本，增加违约可能性。第二，合同有效期与光伏发电经营期限不一致。

（2）防范措施

从合同层面出发，投资者需要完善条款，为自己争取更多保护。从经验层面而言，投资者需要考虑引入第三方管理机构，对用电户进行统一管理，集中收取费用，将与多个用电方的风险将集中于一家管理机构，以此降低经营成本和风险发生的概率。

16.3.2 弃电风险

（1）风险分析

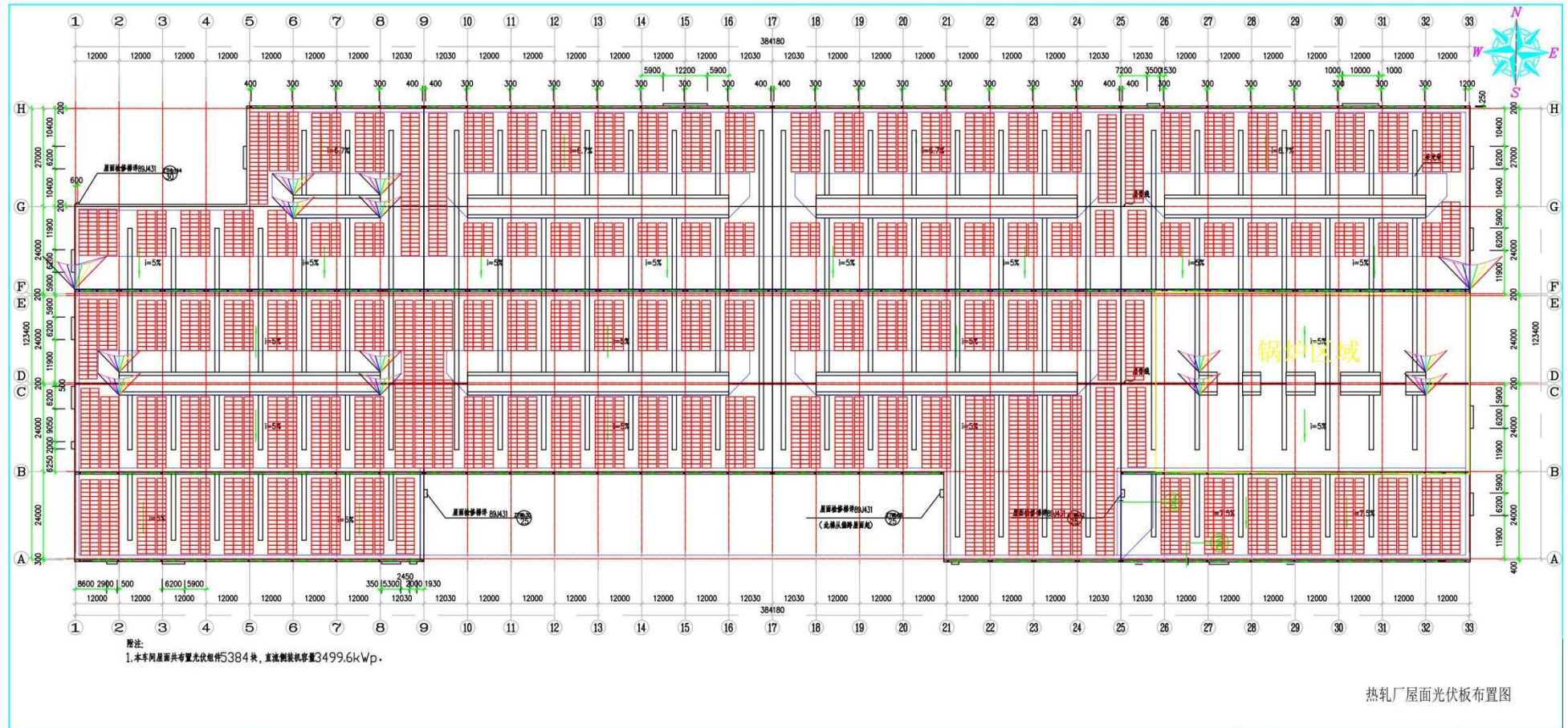
2024年4月1日起施行的《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》，对可再生能源发电企业、售电企业和电力用户等电力市场相关成员造成了不小影响，上网电量不再全额兜底，弃电量逐步上升，光伏发电效益降低，投资回报周期变长。

（2）防范措施

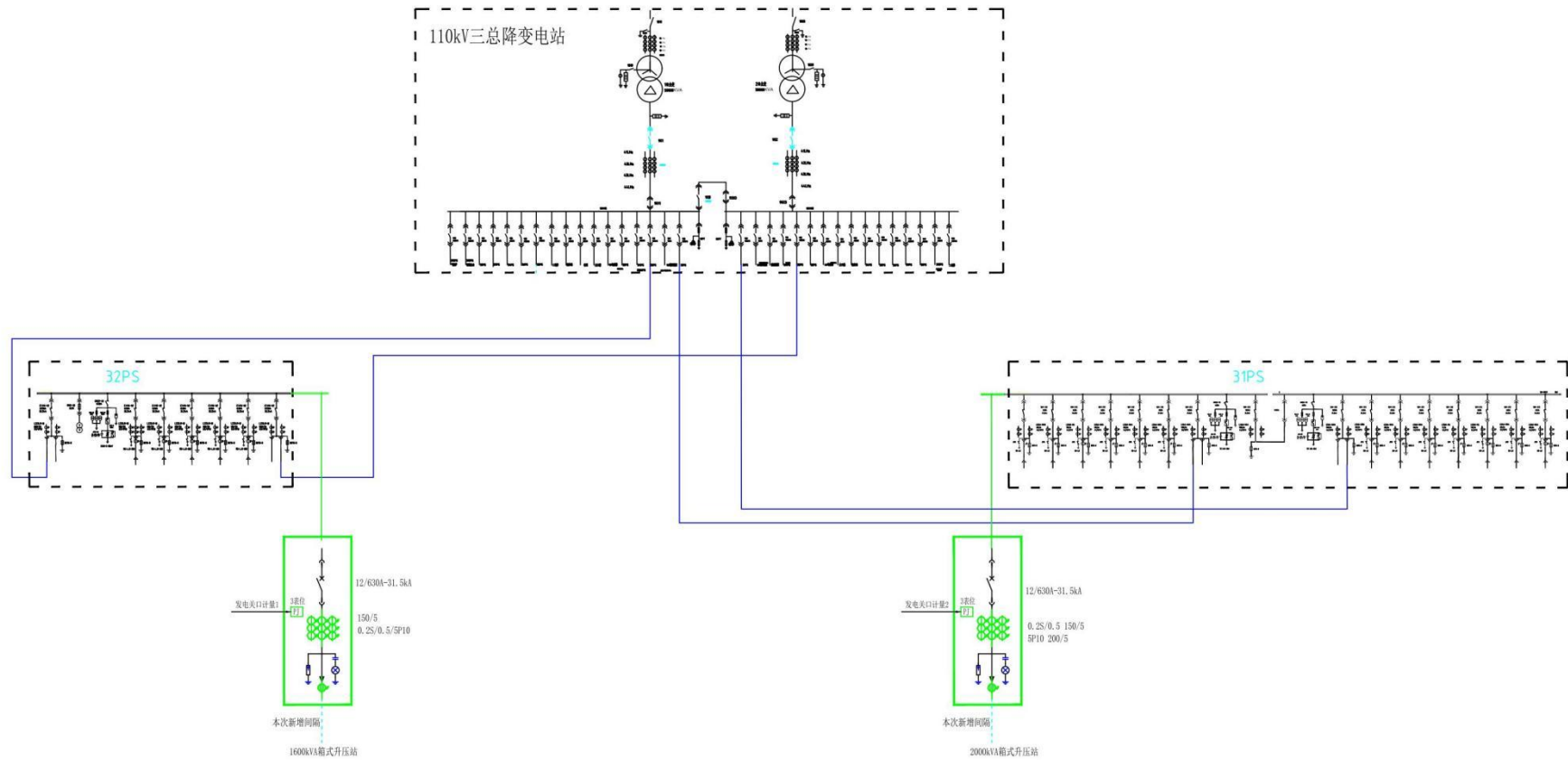
厂区全年用电量估算约为 8798.37 万 kWh，月用电量最少约 612.84 万 kWh，厂区用负荷较为平均；而本项目预估首年发电量为 286.44 万 kWh，峰值月发电量不超过 50 万 kWh。据了解厂区生产时段为 24 小时生产，周六日不休息，节假日不休息。光伏发电量远小于用电量，理论上不存在弃电风险。

如热轧厂因某条产线检修等原因，造成光伏电无法消纳，光伏电量亦可通过厂区线路反送至 110kV 三总降变电站，由公司其他分公司消纳。

附图：组件布置图



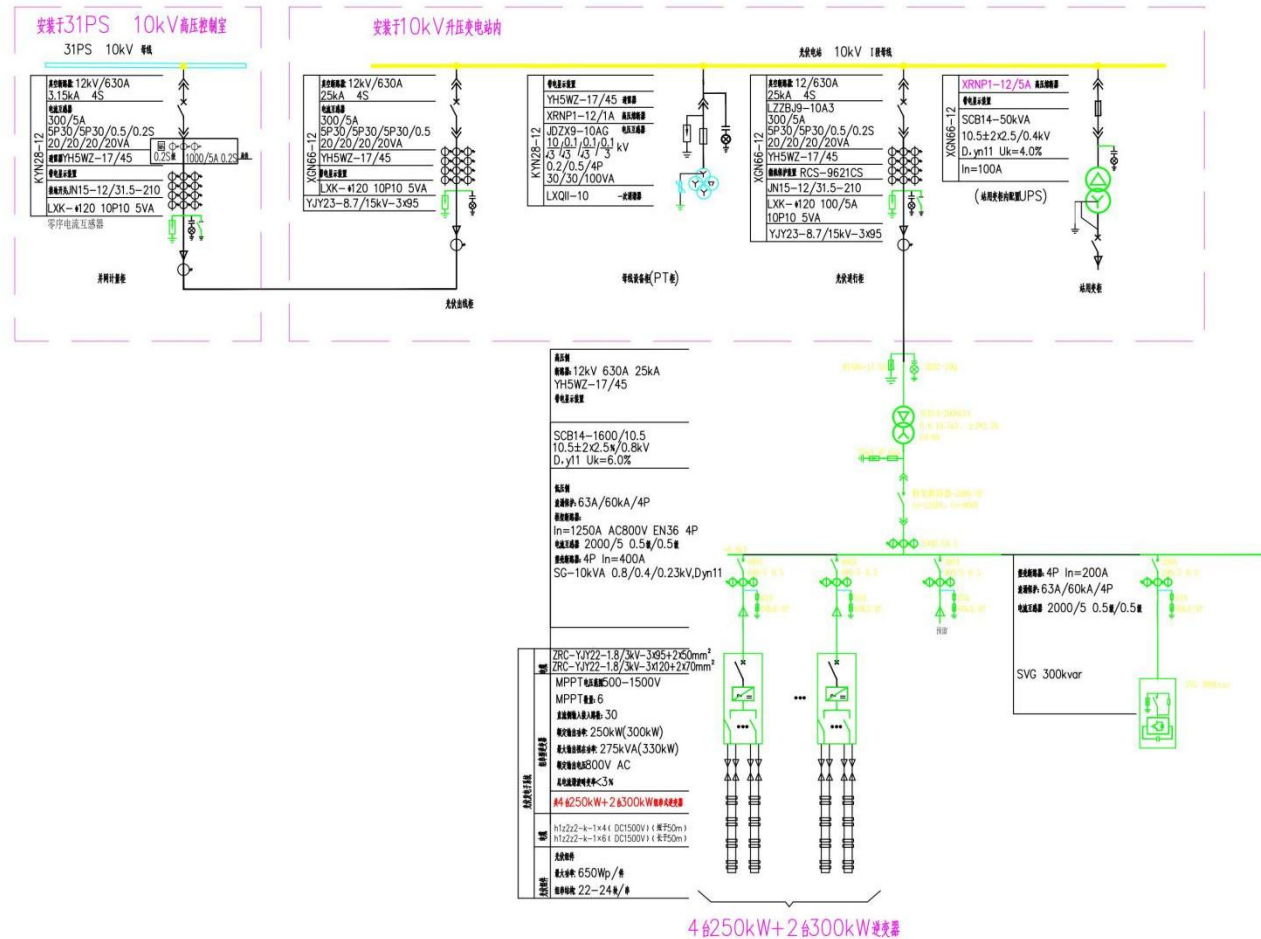
附图：接入系统示意图

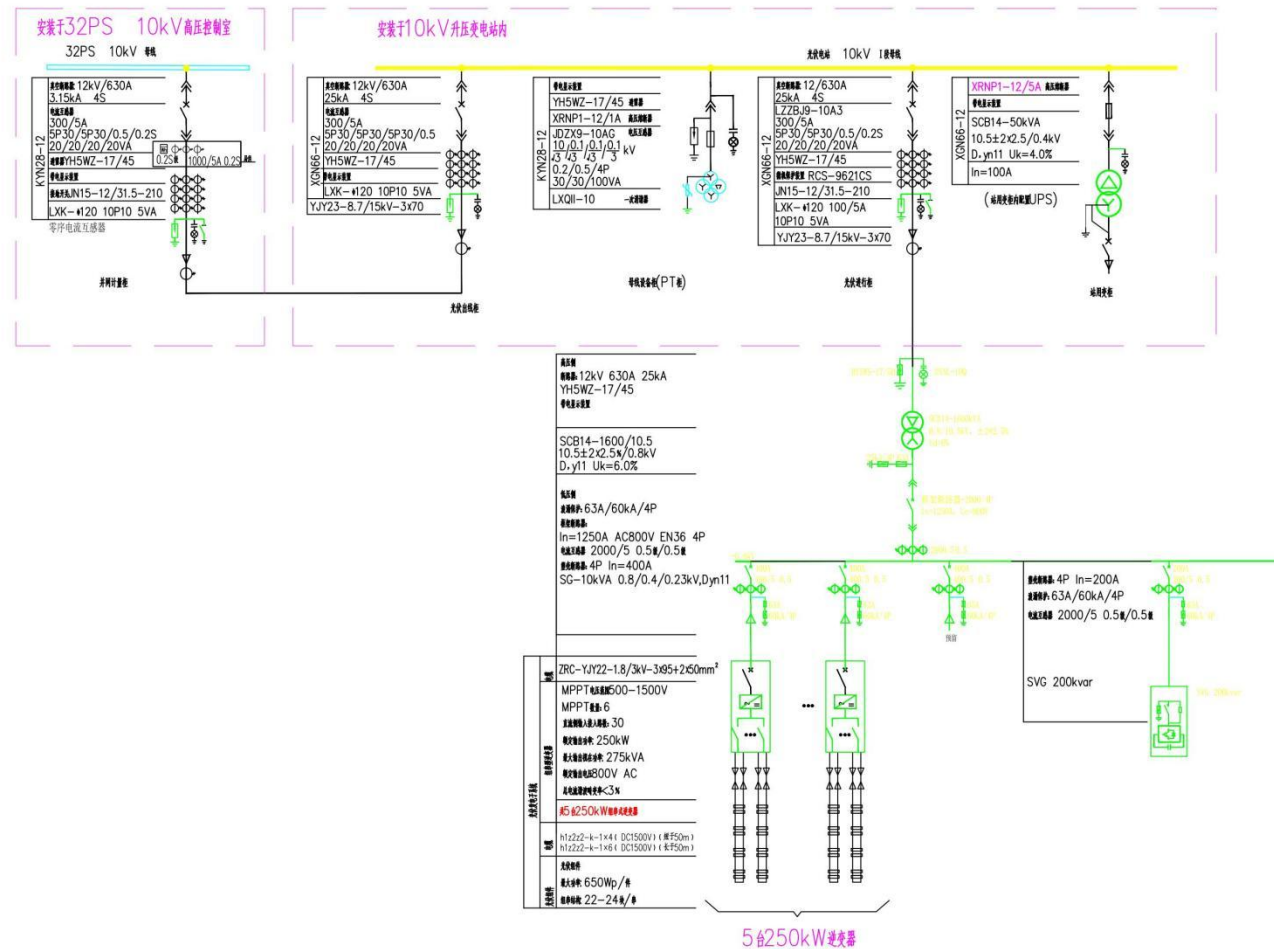


说明:

1. 白色虚线框为原设备, 虚线框外为本次光伏发电项目设计内容。
2. 在31PS、32PS配电室内分别增加一个间隔做为光伏发电系统的接入。

附图：电气系统主接线示意图





2#并网电气主接线图