

重庆愉秒充数字能源科技有限公司
奥体中心停车场车棚光伏项目

可行性研究报告

二〇二四年四月

法定代表人：

技术负责人：

项目负责人：

2024年4月

批准: 孟庆江

签字:

校对: 沈青华

签字:

校核人: 姚子敬

签字:

编写人: 裴 炜

签字:



工程设计资质证书

证书编号：A261151947

企业名称：陕西光智达新能源科技有限公司

经济性质：其他有限责任公司

资质等级：

工程设计专业资质电力行业 变电工程 乙级 工程设计专业资质电力行业 送电工程 乙级
工程设计专业资质电力行业 新能源发电 乙级

有效期：2025年05月25日



下载时间：2022-08-15

发证机关：陕西省住房和城乡建设厅

2022年05月25日

企业最新信息
可通过扫描二维码查询

目录

1综合说明	1
2太阳能资源	7
3场址及建设条件	16
4项目任务与规模	18
5系统方案及发电量测算	21
6电气	42
7土建工程	50
8消防设计	55
9施工组织设计	56
10工程管理设计	60
11环境保护	64
12劳动安全与职业卫生	69
13节能降耗	75
14工程投资估算	77
15财务评价	1
16项目风险分析	26

1综合说明

1.1工程总体概况

项目名称：重庆愉秒充数字能源科技有限公司奥体中心停车场车棚光伏项目

建设单位：重庆天音光能有限公司

建设地点：重庆市九龙坡区袁家岗

项目规模：装机92.8kWp

项目性质：车棚分布式光伏发电项目

土地性质：工业用地

用电电价：国网重庆市电力公司同时段交流10kV工商业（非居民）实时电价基础上优惠

运营期：25年

停车场面积：2647平方米

光伏发电模式：自发自用，余电上网

1.2工程范围

重庆奥体中心分布式车棚光伏发电项目包含：车棚光伏组件布置、逆变器选型、光伏发电系统及相关配套系统设计，停车区原有部分及配电系统不在本次设计范围内。设计分界面：愉秒充停车场箱式变电站(1600kVA)原有低压开关柜底部端子处。

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。

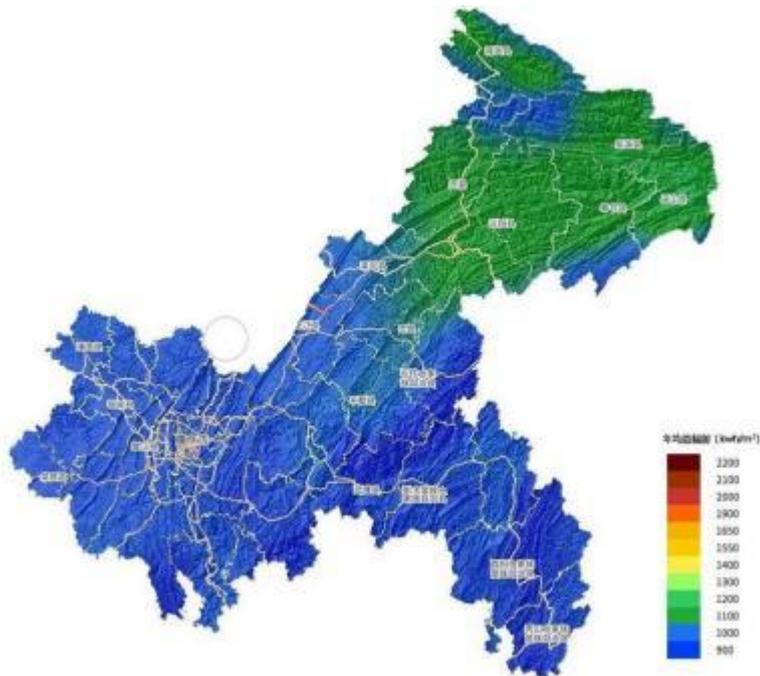


图1.3-1重庆市太阳能辐射分布图（年均总辐射）

1.4场址及建设条件

本工程地址位于中国重庆市奥林匹克中心，经纬度位于经度： 106.50687218° ，纬度： 29.52501927° 。

本工程为基于新建光伏车棚光伏电站，场区道路满足设备运输条件，场区运行维护方便，在电气及安全生产要求的前提下，投资建设分布式光伏发电项目，建设条件是可行。

1.5工程任务和规模

本工程利用重庆市奥林匹克中心停车场现有的停车区域面积约为 2647m^2 ，直流侧装机容量： 92.8kWp ，交流侧装机容量： 75kW ，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，车棚光伏方阵采用车棚棚顶 4.2° 平铺安装，利用光伏组件作为车棚棚顶，拟采用580Wp单晶硅双面双玻光伏组件160块，采用75kW组串式逆变器1台，以380V电压等级接入用户380V低压配电装置，以“自发自用，余电上网”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，本工程总装机容量为92.8kWp，含1台75kW逆变器。光伏电站建成后，首年总发电量为6.55万kWh，首年有效利用小时数706.04h；25年年均发电量为6.23万kWh，25年年平均发电小时数为671.81h。

1.7电气设计

本项目划分为1个光伏发电单元。其中1#光伏发电单元由160块单晶硅双面双玻580Wp光伏组件组成，配1台75kW组串式逆变器。

1#光伏发电单元直流电缆经桥架接至逆变器，交流电缆从逆变器引出，进入电力工作井至并网计量后接至箱式变电站低压开关柜间隔。

1.8土建工程

现有的停车场总面积约为2647m²，场区结构为砼地面。无其他障碍物。

新建车棚总面积约为407m²，车棚棚顶为轻钢结构。利用光伏组件做车棚棚顶。车棚光伏组件棚顶采用檩条，W防水导轨、导轨盖板、U型导水槽等镀锌钢构件与型钢连接，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）》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。

本工程利用光伏组件作为车棚顶，组串式逆变器在车棚旁落地安装，在其二级配电房内布置并网计量柜。光伏组件为难燃烧物，但是场区一旦发生火灾，对正常生活会造成影响，故在车棚光伏组件布置区域设置4台5kg手提式干粉(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车棚的有机组成部分，实现与车棚风格统一，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，每年可为电网提供清洁电能62.34MWh。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20.32t，每年可减少CO₂排放量约49.25t、SO₂排放量约0.36t、氮氧化物排放量约0.54t。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

本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3个月，项目静态投资万元。单位千瓦静态投资为4679.95元/kW。

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

1.17 项目风险分析

项目建设过程中伴随着很多风险，主要包含：政策风险、使用风险，经营风险和政策风险。

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
装机容量	MWp	0.0928	
车棚面积	m ²	407	
纬度(北纬)	°	29°525'	
经度(东经)	°	106°506'	
海拔高度	m	284	
年平均辐射量	MJ/m ² .a	3199.6	
二. 主要气象要素			
多年平均气温	°C	19	
历史最高气温	°C	43	
历史极端最低气温	°C	-0.9	
平均降雨量	mm	1110	
三. 主要设备			
项目	单位	数量	备注
1.N型单晶硅双面双玻光伏组件			
最大功率 (Pmax)	Wp	580	
最佳工作电压 (Vmp)	V	40.84	
最佳工作电流 (Imp)	A	14.45	
开路电压 (Voc)	V	48.58	
短路电流 (Isc)	A	15.31	
组件效率	%	22.8	
工作温度范围	°C	-40~+85	
最大系统电压	V	DC1500	
最大额定熔丝电流	A	30	
输出功率公差	W	0~ + 5	
最大功率(Pmax)的温度系数	%/°C	-0.3	
开路电压(Voc)的温度系数	%/°C	-0.26	
短路电流(Isc)的温度系数	%/°C	0.046	
重量	kg	31.8kg	
光伏组件尺寸结构	mm	2278×1134×30	
数量	块	901	
2.75kW逆变器			
输出额定功率	kW	75	
中国效率	%	98	
欧洲效率	%	98.6	
输入直流侧电压范围(MPP)	V	200-1000	
最大直流电压	Vdc	1100	

榆秒充奥体中心分布式光伏发电项目可行性研究报告

最大直流输入电流	A	27/20	
输出频率范围	Hz	50	
夜间功耗	W	<1	
输出电流总谐波畸变率	--	<3%	
功率因数	--	0.8超前-0.8滞后	

序号	项目	单位	数值
1	系统容量	MW	0.09
2	年售电量	MWh	62.34
3	项目总投资	万元	
4	建设期利息	万元	
5	流动资金	万元	
6	销售收入总额（不含增值税）	万元	
7	总成本费用	万元	
8	销售税金附加总额	万元	
9	利润总额	万元	
10	经营期平均电价（不含增值税）	元/kWh	
11	经营期平均电价（含增值税）	元/kWh	
12	项目投资回收期（所得税前）	年	
13	项目投资回收期（所得税后）	年	
14	项目投资财务内部收益率（所得税前）	%	
15	项目投资财务内部收益率（所得税后）	%	
16	项目投资财务净现值（所得税前）	万元	
17	项目投资财务净现值（所得税后）	万元	
18	资本金财务内部收益率	%	
19	资本金财务净现值	万元	
20	总投资收益率（ROI）	%	
21	投资利税率	%	
22	项目资本金净利润率（ROE）	%	
23	资产负债率（最大值）	%	
24	盈亏平衡点（生产能力利用率）	%	
25	度电成本（LCOE）	元/kWh	

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91.7~2333kWh/m²。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

147×108GWh/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。

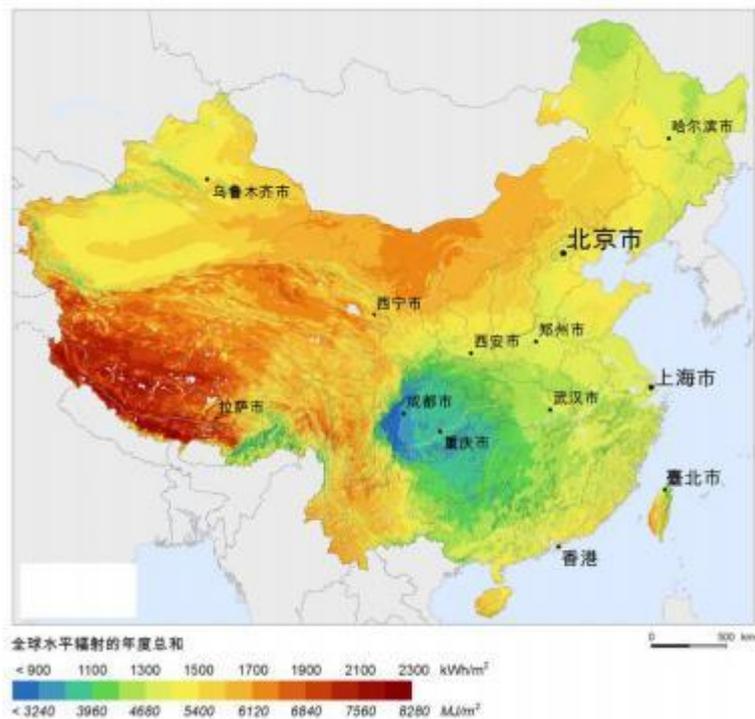


图2.1-1我国各地区年太阳辐射量分布图

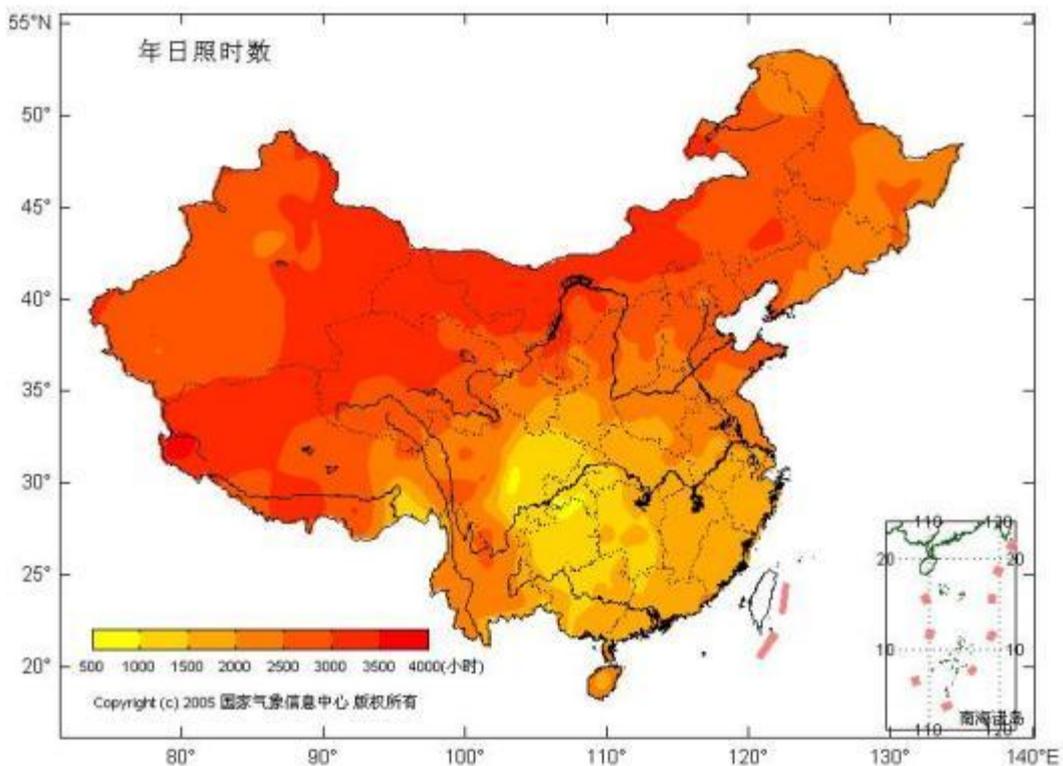


图2.1-2我国各地区年日照时数分布图

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/MJ/m ² ·a	等级符号
最丰富	$G \geq 6300$	A
很丰富	$5040 \leq G < 6300$	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28.10'~32.13'，东经105.11'~110.11'，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

距本项目最近气象站信息是沙坪坝气象站的资料：直线距离约30km，且现阶段已收集到该站1987年~2016年（其中2014年1~11月数据缺失）共29年的辐射月值数据以及1987年~2016年共30年的日照，根据相关规范及工程经验，29年的数据样本已足够满足规划阶段的资源评估要求。该气象站海拔高度、气候环境等因素与场址较为相近，故本阶段选取沙坪坝气象站作为参考站。

2.2.1 参考气象站日照时数年际变化分析

根据沙坪坝气象站提供的1987年~2016年日照时数，绘制出该地区近30年日照时数变化图，见图2.2-1。



图2.2-1沙坪坝站气象站日照时数年际变化曲线(h)

从上图可看出，1987年~2016年间沙坪坝气象站日照时数分布年际变化数值区间在645.3h~1228.4h之间。近30年的年平均日照时数为953.9h，30年间的年最大值出现在2016年，达1228.4h；最小值出现在2009年，为645.3h。

2.2.2参考气象站水平面总辐射年际变化分析

为了有效的判断多年太阳总辐射量的变化趋势，利于数据分析，根据沙坪坝气象站提供的1987年~2016年逐年水平面太阳总辐射量，绘制出该地区近30年太阳辐射量变化图，见图2.2-2。

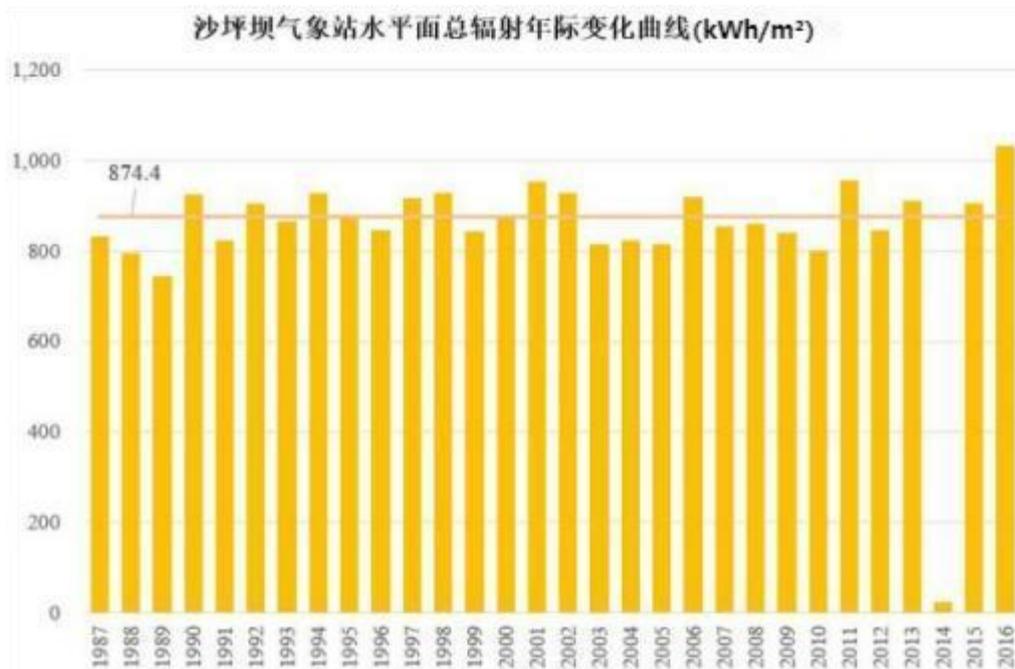


图2.2-2沙坪坝气象站辐射量年际变化曲线(kWh/m²)

从上图可看出，1987年~2016年间（2014年除外）沙坪坝气象站太阳辐射分布年际变化基本稳定，其数值区间在744.1~1033.2kWh/m²之间，30年整体略有上升趋势。30年平均太阳辐射量为874.4kWh/m²。20年间的年最大值出现在2016年，为1033.2kWh/m²，最小值出现在1989年，为744.1kWh/m²。

2.2.3参考站水平面总辐射月际变化分析

根据沙坪坝气象站提供的1987年~2016年（2014年缺测1~11月辐射数据，该年份数据舍去）太阳辐射资料绘制出该站水平面太阳总辐射量月际变化图（29年逐月平均值），见图2.2-3

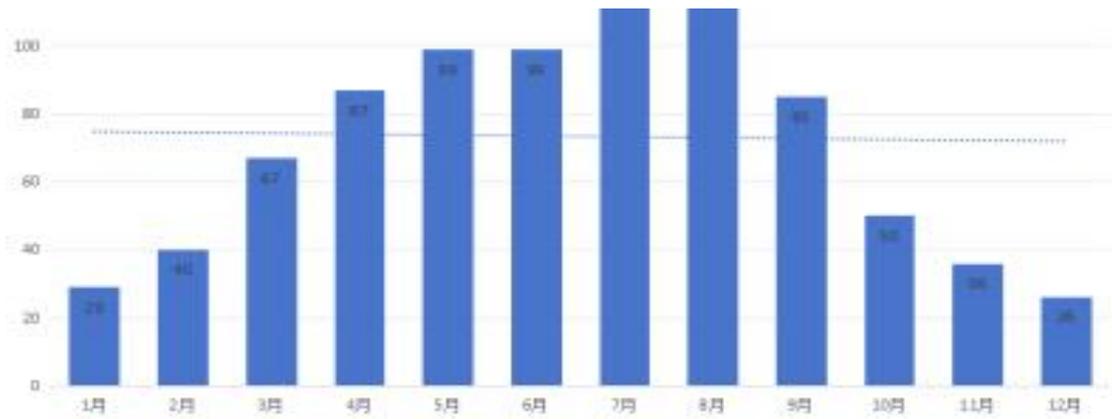


图2.2-3沙坪坝气象站逐月平均辐射量月际变化图(kWh/m²)

表2.2-1沙坪坝气象站逐月平均辐射量月际变化图表(kWh/m²)

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
月平均辐射量 (kWh/m ²)	29	40	67	87	99	99	133	129	85	50	36	26

从上图中可见，沙坪坝气象站太阳辐射的年内变化较大，其数值在26~133kWh/m²之间，月总辐射从3月开始急剧增加，7月达全年最高值，为133kWh/m²，9月开始急剧下降，12月为全年最小值，为26kWh/m²。

2.2.4 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898.1kWh/m²，总辐射年内变化区间为26.7~131.7kWh/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/m ²)	30.5	38.8	62.6	88.4	100.9	99.2	131.7	129.9	87.8	52.7	39.8	26.7

2.2.5 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53.9~123.1kWh/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	61.9	94.2	109.2	123.1	115.5	142	137.6	94.5	70.4	57.9	53.9

2.2.6 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，见表2.2-4。可知，场址总辐射年值为1003.9kWh/m²，总辐射年内变化区间为32.2~140.2kWh/m²。

表2.2-4SolarGIS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)	34.5	53.7	70.2	98.1	112.3	114.7	140.2	134.5	97.8	64.8	50.9	32.2

2.2.7 太阳能资源分析结论

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

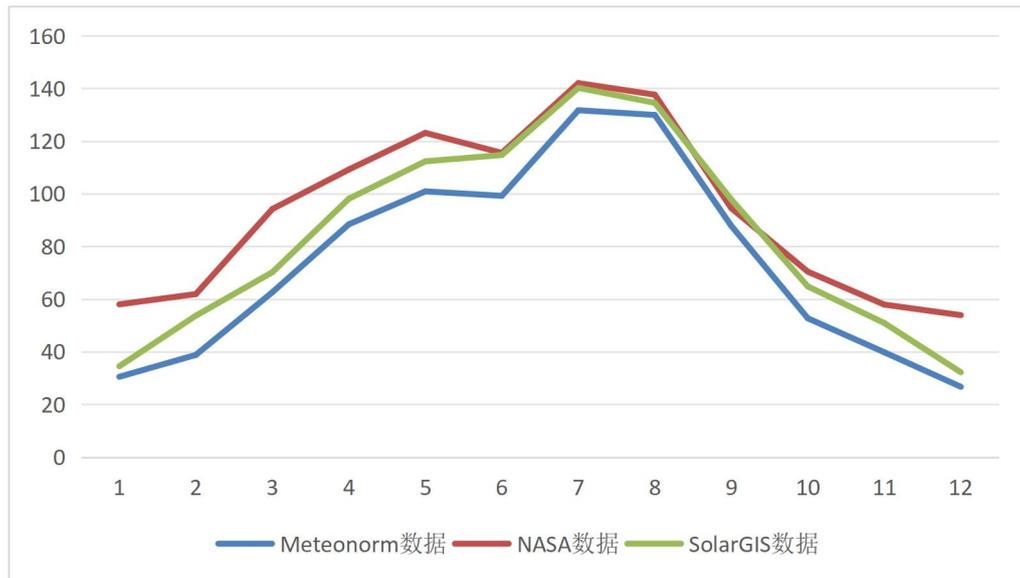


图2.2-4Meteonorm和NASA、SolarGIS逐月总辐射曲线 (kWh/m²)

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886.8kWh/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1003.9kWh/m²。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（110km×110km），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，本阶段暂按Meteonorm与SolarGIS辐射数据的均值结合气象站数据进行场区太阳能资源评估，综合年总辐射值约890kWh/m²，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袁家岗，袁家岗属亚热带季风湿润气候，冬季不冷，1月平均气温普遍在0℃以上；夏季较热，7月平均气温一般为25℃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1981年~2010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2.3-11981年-2010年重庆沙坪坝气象站月平均气象数据

(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) 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。

(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。沙坪坝象站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。

(4) 雷暴影响分析

本工程拟建场址区年最多雷暴日为36d。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项目地理位置

重庆市奥林匹克中心停车场分布式光伏发电项目位于重庆市九龙坡区袁家岗，东经：106.50687218°，北纬：29.52501927，海拔高度288米，交通便捷，本项目主要利用重庆市奥林匹克中心停车场停车区域建设分布式光伏电站。厂址区域位置如下图：



图3.1-1袁家岗区域位置

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0.1m~1.2m，延伸长度大于10m，面平

直光滑，张开宽3mm~5mm，泥质充填，部分泥夹岩屑充填，厚1mm~4mm。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0.5m~1.3m，延伸长1m~3m，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0.8m~1.5m，延伸长2m~4m，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 车棚棚顶概况

本光伏发电项目在重庆奥林匹克中心停车场新建光伏车棚，坐落于重庆市九龙坡区袁家岗。

3.3 道路条件

经现场收资，场区道路状况良好，满足施工物资的运输要求。

3.4 电网接入条件

本工程光伏发电系统拟采用380V电压等级接入停车场箱式变电站现有380V侧。变压器总容量为1600kVA，场区380V低压侧作为本工程380V并网点接入点。

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

九龙坡区位于重庆主城区都市区的中心城区，幅员面积432平方公里，辖9个街道、10个镇，常住人口153万人，其中有6个镇、近200平方公里纳入重庆高新区直管园。2022年全年完成地区生产总值1763.94亿元、增长2.7%，总量保持全市第二位、增速位列中心城区第三位，经济运行保持在合理区间。

4.1.2工程开发任务

本工程利用渝秒充奥林匹克中心停车场现有的停车棚面积约为407m²，直流侧装机容量：92.8kWp，交流侧装机容量：75kW，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，车棚棚顶光伏方阵采用棚顶倾角安装，利用光伏组件作为车棚棚顶，拟采用580Wp单晶硅双面双玻光伏组件160块，采用75kW组串式逆变器1台，以380V电压等级接入用户380V低压配电装置，以“自发自用，余电上网”的方式消纳电力。

4.2工程规模

渝秒充奥体中心分布式车棚光伏项目位于重庆市九龙坡区，拟利用光伏组件作为车棚顶，安装光伏组件，直流侧装机容量：92.8kWp，交流侧装机容量：75kW。

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可再生能源是十分必要的。本项目在生产过程中，不产生或排出有害气体、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

在榆秒充奥林匹克中心停车场新建光伏发电项目，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

愉秒充奥林匹克中心停车场新建光伏发电项目，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 系统方案及发电量测算

5.1 光伏系统总说明

重庆渝秒充数字能源科技有限公司奥体中心停车场车棚光伏项目位于重庆市九龙坡区，拟利用停车场现有停车区域新建光伏电站，总面积约407m²。共安装160块标准功率580Wp的单晶硅光伏组件，直流侧装机容量：92.8kWp，交流侧装机容量：75kW。

采用75kW组串式逆变器的光伏发电系统，1#组串式逆变器（75kW）连接160块光伏组件。

5.2 光伏电站主要系统

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 光伏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，经逆变器逆变与隔离升压变压器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。

5.3.3 光伏电站

以光伏发电系统为主，包含各类建（构）筑物及检修、维护、生活等辅助设施在内的发电站。本电站发电系统由光伏发电单元系统组成。

5.4 电池组选择

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%
25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	0.38~0.49Pmax%/°C	0.38~0.49Pmax%/°C	0.22~0.32Pmax%/°C

5.4.2N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Frauhofer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Frauhofer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有望规模化应用。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%，2022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%、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。

5.4.2.3N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，HJT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，本车棚选用单晶双面光伏组件。

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650+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580Wp（N型）组件与570Wp（N型组件）适合本项目，以上两种组件的规格尺寸一致，组串数量一样，可比性极高。本阶段方案对以上两种组件进行模拟计算及方案分析，组件主要参数对比分析见下表。

光伏组件技术参数及经济对比表

		方案一	方案二
组件		580Wp（N型）	570Wp（N型）
组件	92.8kW组件数量（块）		
	组件单价（元/Wp）		
	组件安装费（元/块）		
逆变器	92.8kW容量所需逆变器数量（台）		
	逆变器单价（元/台）		
	逆变器安装费（元/台）		
车棚支架	支架重量（t）		
	支架的单价（元/t）		
电缆	光伏专用电缆（m）		
	铜芯电缆（m）		
	光伏专用电缆（元/m）		
	铜芯电缆单价（元/m）		
组件设备费总价（万元）			

组件安装费总价（万元）		
支架总价（万元）		
电缆总价（万元）		
逆变器总价（万元）		
其他费用（万元）		
合计总价（万元）		
单位造价（元/Wp）		
度电成本（LCOE）		

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580Wp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580Wp单晶硅光伏组件技术规格

序号	技术参数	单位	参数值
1	类型		单晶硅组件
2	标称峰值功率	Wp	580
3	标称功率公差	Wp	0~+5
4	组件转换效率	%	22.8
5	标称最佳工作电压	V	40.84
6	标称最佳工作电流	A	14.45
7	标称开路电压	V	48.58
8	标称短路电流	A	15.31
9	最大绝缘耐受电压	Vdc	1500
10	额定电池工作温度	°C	45±2
11	短路电流温度系数	%/°C	0.046
12	开路电压温度系数	%/°C	-0.26
13	最大功率温度系数	%/°C	-0.3
14	组件尺寸（长×宽×厚）	Mm	2278×1134×30
15	重量	kG	31.8
16	可工作电池温度范围	°C	-40至+85
17	表面最大承压	Pa	正面最大静载荷5400 背面最大静载荷2400

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。



图5.5-1 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。

根据国内光伏电站的运行经验，在太阳能电池性能等等条件下，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1.15~1.2倍，工程总成本约为1.05~1.2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1.3~1.4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	1.1~1.2	1.2~1.3	1.3~1.4
成本提高	1	1.2	1.2	1.3
占地面积	1	1	2	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纵向方案。

5.5.2 方阵倾角设计

工程所在地的太阳能资源较好，水平面年均辐射量约为862.7kWh/m²。将气象站数据导入PVsyst软件，经过计算分析，本工程光伏组件安装倾角为4.2°，方位角均为90°。光伏组件采光面年均辐射量为888kWh/m²。

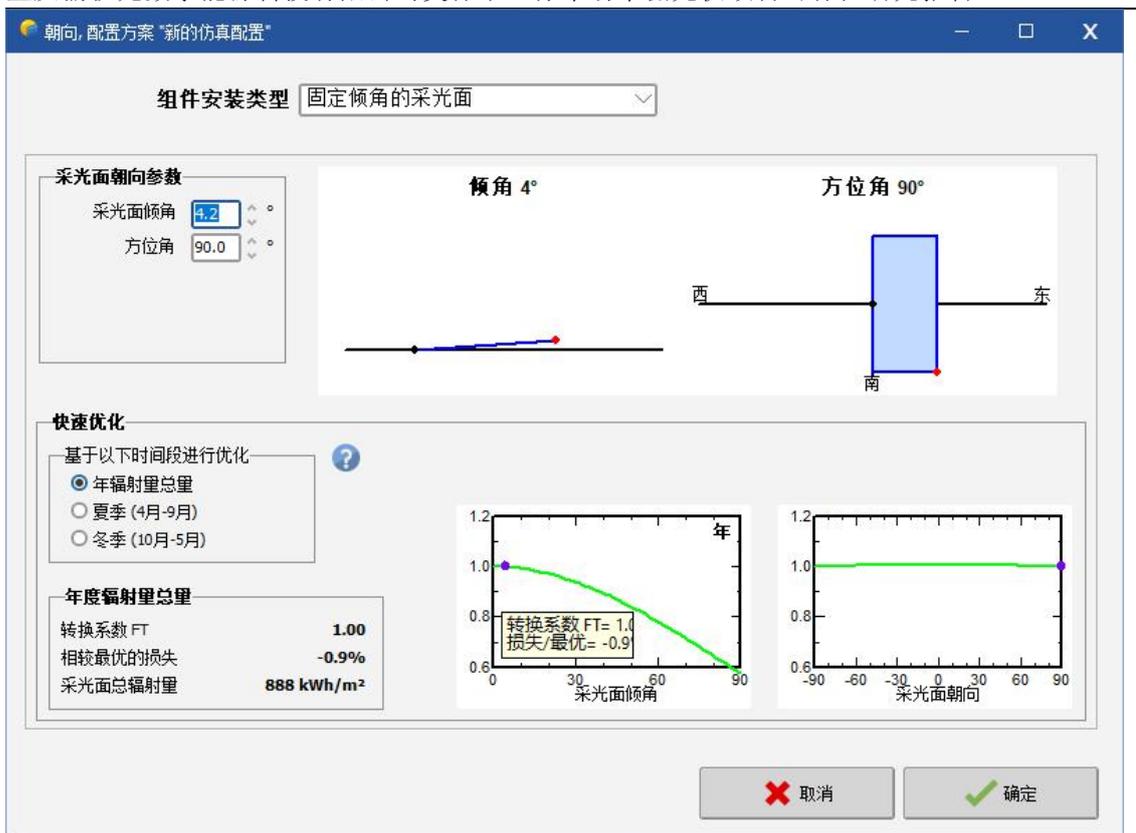


图5.5-3光伏车棚光伏组件倾角辐射量计算结果

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，车棚顶沿车棚4.2°平铺安装。

5.5.4 组件布置

根据车棚棚顶情况，本工程选用单晶硅580Wp光伏组件，布置容量详见表5.5-2

表5.5-2 布置容量

安装位置	安装组件块数	安装容量 (kWp)	安装角度
1#停车区域	160	92.8	4.2°

5.6 主要设备选择

5.6.1 逆变器的技术指标

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) 对于棚顶分布式光伏电站，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10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，且具有非线性的特点，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 $-25^{\circ}\text{C}\sim+60^{\circ}\text{C}$ ，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。

5.6.2 逆变器的选型

目前，逆变器主要有集中式和组串式两种类型。

集中式方案每个1MW阵列采用1套集装箱式逆变器房(含2台500kW逆变器、2台直流柜和一台通讯柜)和1台1000kVA的升压变。光伏电池组串经过汇流箱汇流后接至逆变器，每台500kW的逆变器只有1~2路MPPT，在朝向各异，间距不等的条件下，无法精细化追踪组串的最大发电功率，降低发电量。集中式逆变器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光伏组串因多云、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。组串式逆变器一般具有多路MPPT，能够很好的避免并联阵列因模块差异和遮影等因素给系统带来的影响，减少了光伏组件最佳工作点与逆变器不匹配情况。

组串式逆变器的优点是不受组串间模块差异和遮影的影响，同时减少了光伏组件最佳工作点与逆变器不匹配的情况，从而增加了发电量。技术上的这些优势不仅降低了系统成本，也增加了系统的可靠性。同时，在组串间引入“主-从”的概念，使得系统在单串电能不能使单个逆变器工作的情况下，将几组光伏组串联系在一起，让其中一个或几个工作，从而产出更多的电能。经某知名逆变器厂商实际测试，在早晨和傍晚组件有遮挡的情况下，组串型逆变器相对集中型逆变器具有较明显的优势。

光伏逆变器分类		
项目	集中式逆变器	组串式逆变器
集中式大型电站	适用	适用
分布式户用电站	不适用	适用
最大功率跟踪对应组件数量	数量较多的组串	1-4个组串
最大功率跟踪电压范围	窄	宽
系统发电效率	一般	高
安装占地	需要独立机房	不需要
安装占地	不允许	允许
维护性	一般	易维护
逆变器成本	组串式逆变器>集中式逆变器	
应用各类逆变器的	组串式逆变器/集中式逆变器（两者接近）	

系统成本		
汇流箱	需要汇流箱集中汇流。	不需要汇流箱，直流输入细分到每一串。
直流布线	直流侧布线相对复杂且距离长，必要时需要置多级汇流，成本相对较高。	直流侧布线简单，分布式就地并网；直流电缆短，成本低。
交流布线	交流侧到变压器距离很短，线损小，交流布线简单成本较低。	交流侧电缆连接距离长，每个逆变器需要一个交流断路器，可就地并网或交流汇流并网。
输出电压	输出三相交流270V，并网需要加400v隔离变压器或者升压变压器。	输出三相交流400v,可以直流低压并网，不需要隔离变压器。
防护等级	防护等级为IP20，室内安装，或者建造户外房。	防护等级IP65，可以户外安装，可以在组件周边就近安装。
冷却方式	强制风冷，需要大流量风道。	自然冷却或者风冷。
工作电压范围	MPPT范围是450-820V，发电范围较窄。	宽范围MPPT电压，200-1000V，在阴雨等低照度天气也能发电。
效率	不带隔离变压器最高效率98.0%，综合效率97.5%，带隔离变压器最高效率97.0%，综合效率96.5%。	最高效率98.2%,综合效率97.6%。
电能质量	单台THD<3%，两台并约为3%，加隔离变压器没有直流分量。	单台THD<3%，25台在一起总THD超过5%。没有隔离变压器，直流分量大。
电网调节	有低电压穿越功能，电网可以调节功率因素，有功和无功等功能较弱。	没有低电压穿越功能，电网调节功率因素等功能较弱。
安全	有直流断路器和交流断路器，能根据故障的不同情况用时断开，安全性好。	没有直流断路器和交流断路器，安全性稍差。

选型分析：

重庆市奥林匹克中心停车场光伏项目直流侧装机容量92.8kW，交流侧装机容量75kW，且为车棚光伏项目，集中式逆变器不适用于此项目，故选用组串式方案。

综上，根据车棚面积所安装的光伏组件数，推算出本工程逆变器适宜选用75kW组串式逆变器。

详细参数如下表5.6-1：

表5.6-1 75kW逆变器主要技术参数

75kW逆变器			
输出额定功率	kW	75	
中国效率	%	98	
欧洲效率	%	98.6	
输入直流侧电压范围(MPP)	V	200-1000	
最大直流电压	Vdc	1100	
最大直流输入电流	A	27/20	
输出频率范围	Hz	50	

夜间功耗	W	<1	
输出电流总谐波畸变率	--	<3%	
功率因数	--	0.8超前-0.8滞后	

各逆变器的光伏组件数量及装机容量见下表：

表5.6-2各逆变器组件数量及装机容量表

逆变器编号	组件数量（块）	装机容量（kwp）
1#（75kW）	160	92.8

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580W_p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：

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

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(°C)；

t'——为光伏组件工作条件下的极限高温(°C)；

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）；

从公式中计算看出，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75kW逆变器串联数范围为 $5.02 \leq S \leq 19.9$ 。本工程选定的光伏组件约为16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：

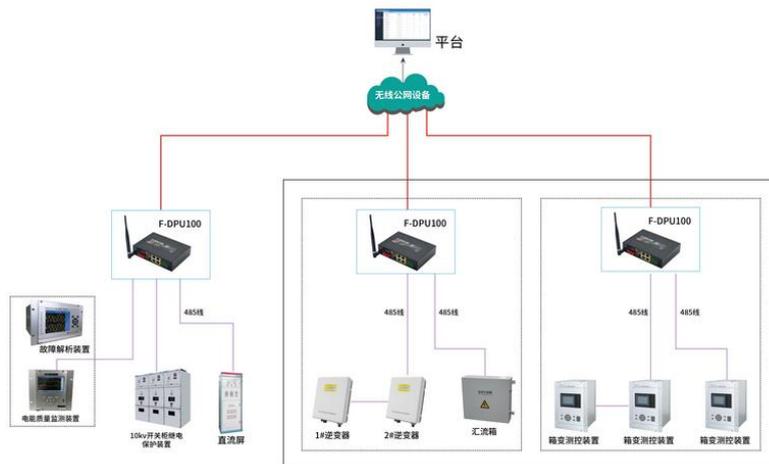


图5.8-1 监控和通讯原理图

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。厂房主要通过光伏阵列采取光伏组件和支架与厂房接地网及避雷带连接进行直击雷保护，新建光伏车棚利用棚顶导水槽作为接闪器，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	单晶双面双玻580Wp	块	160	
2	逆变器	75kW	台	1	
3	数据采集器	-	台	1	
4	防雷装置	-	套	1	
5	并网装置	-	套	1	含保护
6	电缆	光伏专用线缆、电力线缆	米	1200	
7	支架	镀锌钢支架	t	5	

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160块标准功率580Wp的单晶硅光伏组件，光伏电站总容量为92.8kWp，组件效率为22.8%。

(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：

$$E_p = HA \frac{P_{AZ}}{E_s} \eta$$

式中：HA——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(kWp)；

η ——为综合效率系数。

综合效率系数 η 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98%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98.5%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98%计算（PVsyst仿真损耗为1.95%）；

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99.4%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4.12-1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%
2	不可利用的太阳辐射损失	98.50%

3	灰尘积雪及局部遮挡损耗	99%
4	温度影响损耗	99%
6	组件IAM损失	99.40%
5	直流线路损失	99%
7	低辐照度损失	99%
8	系统故障及维护损耗	98%
9	η_1 综合效率	91.25%

综合以上多种影响因素，光伏阵列的能量损失影响因子为 $\eta_1=91.25\%$ ；

(2) 逆变器转换能量效率 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 η_2 为94%；

(3) 交流并网能量效率 η_3 ：从逆变器输出至低压电网的传输效率。逆变器和二级配电房相对位置较远，使得低压交流电传输过程损失部分电能，传输效率为96.3%；综合以上因素，交流并网能量效率为 $\eta_3=96.1\%$ ；

(4) 光伏电站的系统转换总效率为：

$$\eta_{\text{总}} = \eta_1 \times \eta_2 \times \eta_3 = 91.25\% \times 94\% \times 96.1\% = 82.4\%。$$

本工程的系统转换效率为82.4%。

5.12.3 发电量计算

本工程设计安装160块标准功率580Wp的单晶硅光伏组件，光伏电站总容量为92.8kWp。光伏电站首年理论发电量约为6.55万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，25年衰减不超过15.2%来进行考虑，则首年衰减后有效利用小时数为706.04h，25年年均利用小时数为671.81h，25年年均发电量为6.23万kWh。

表5.12-1 光伏电站25年发电量

年份	组件累计衰减	年总发电量（万kWh）	年有效利用小时数（h）	备注
第1年	1.00%	6.55	706.04	
第2年	1.40%	6.53	703.19	
第3年	1.80%	6.50	700.33	
第4年	2.20%	6.47	697.48	
第5年	2.60%	6.45	694.63	
第6年	3.00%	6.42	691.78	
第7年	3.40%	6.39	688.92	
第8年	3.80%	6.37	686.07	

重庆愉秒充数字能源科技有限公司奥体中心停车场车棚光伏项目可行性研究报告

第9年	4.20%	6.34	683.22	
第10年	4.60%	6.31	680.37	
第11年	5.00%	6.29	677.51	
第12年	5.40%	6.26	674.66	
第13年	5.80%	6.23	671.81	
第14年	6.20%	6.21	668.96	
第15年	6.60%	6.18	666.10	
第16年	7.00%	6.15	663.25	
第17年	7.40%	6.13	660.40	
第18年	7.80%	6.10	657.54	
第19年	8.20%	6.08	654.69	
第20年	8.60%	6.05	651.84	
第21年	9.00%	6.02	648.99	
第22年	9.40%	6.00	646.13	
第23年	9.80%	5.97	643.28	
第24年	10.20%	5.94	640.43	
第25年	10.60%	5.92	637.58	
合计		155.86		
平均		6.23	671.81	

5.12.4提升上网电量的方法

从年上网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。要提升上网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、扫雪，提升辐射利用率；节减自用电等，都可提升上网电量。

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：

GB/T50866-2013	光伏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
DB34/5006-2023	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	光伏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

国家现行的相关规程、规范和规定。

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92.8kWp，额定输出容量约75kW，采用1回低压线路接入低压母线侧。一路容量为75kW，选择以0.38kV电压等级接入场区原有配电系统0.38kV母线侧。最终光伏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

本系统共采用1台75kW组串式逆变器完成直交转换，逆变器布置在车棚旁落地安装，经过逆变器后接入并网计量柜再接入充电桩现有箱变低压母线侧。

6.1.4 集电线路方案

(1) 光伏组件—逆变器再接入

H1Z2Z2-K-DC1.0kV-1×4mm²光伏专用线路从光伏方阵接至组串式逆变器

(2) 逆变器—并网计量柜

逆变器-并网柜低压电缆选用ZC-YJV-0.6/1kV-3×70+1×35mm²。

(3) 并网计量柜-二级配电房低压侧

并网计量柜-箱式变电站低压电缆选用1根ZC-YJV-0.6/1kV-3×70+1×35mm²。

6.1.5 自用电

本工程自用电包含逆变器损耗及相关设备损耗，总负荷约0.2kW。年自用电约为0.1万kWh。

6.1.6 主要电气设备选择

6.1.6.1 短路电流计算

本工程的短路电流及设备选型根据现有设备确定。0.4kV设备短路电流水平选取30kA。

6.1.6.2 设备选择

(1) 电能计量柜：

额定电压：400V

防护等级：IP65

(2) 无功补偿装置

光伏电站的电源出力变化快速、频繁，对系统运行电压产生较大影响，因此对于电站电压调节能力的要求也较高，一般要求光伏电站要配置充足的无功补偿设备以满足场站无功平衡及调压要求。本工程原有箱式变电站低压侧已设置无功补偿装置，可满足工程需求。

6.1.7 电气设备布置

本工程新增电能计量柜布置于停车场箱变旁，安装方式为落地安装。

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

直击雷保护分光伏电池组件和交、直流配电系统的直击雷保护。光伏电池组件边框为金属材质，将光伏电池组件边框与支架可靠连接，然后与接地网连接，为增加雷电流散流效果，可将单个建筑物上所有光伏电池组件支架可靠连接。

组串式逆变器本身配置防雷保护模块单元，可防止雷电过电压和操作过电压。

(2) 接地

根据《交流电气装置的接地设计规范》(GB50065-2011)规定，对所有要求接地的设备均应可靠地接地。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。

本工程中支架、组件边框以及连接件均为金属制品，拟选用BVR-16mm²铜导线对金属进行螺栓连接，采用主接地线-40x4的热镀锌扁钢焊接固定在钢格栅的下边缘处。光伏方阵各组件之间的金属支架通过-40x4镀锌扁钢相互连接形成网格状，其边缘应就近与主接地网连接。接地体之间的焊接点应进行防腐处理，防雷接地需要用不锈钢螺丝螺母平垫固定接地线。接地网建成后应实测接地电阻，接地电阻应小于1Ω，经测试达不到要求的，则应补打接地极或延长接地连线,或采用降阻剂，使接

地电阻满足规程要求。接地连线应与接地极焊接牢固，凡焊接处均应刷防腐剂。厂房的接地电阻完成施工后需要委托有检验资质的机构检验合格并出具试验报告。

组串式逆变器应采用 $1\times 16\text{mm}^2$ 绝缘铜绞线与光伏支架进行等电位连接。方阵内同一行相邻电池组件之间通过 $1\times 6\text{mm}^2$ 绝缘铜绞线连接，一行中两端的电池组件再分别通过 $1\times 16\text{mm}^2$ 绝缘铜绞线连接至末端檩条，形成电气通路。

(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

6.1.9.1 电缆敷设方式

本工程电缆敷设方式主要有：电缆敷设于桥架和电缆穿管的方式。

光伏组件之间的 $1\times 4\text{mm}^2$ 串联电缆可在光伏组件下方阻燃PVC管中，绑扎固定；

组件串至逆变器 $1\times 4\text{mm}^2$ 直流电缆通过穿桥架/穿管敷设至逆变器；

车棚旁逆变器出线电缆穿管方式敷设至并网计量柜再敷设至箱式变电站低压侧。

6.1.9.2 电缆防火及阻燃措施

(1) 在电缆主要通道上设置防火延燃分隔措施，设置耐火隔板、阻火包等。

(2) 墙洞、盘柜箱底部开孔处、电缆管两端进入建筑物入口处等采用防火封堵。

(3) 全站采用C级阻燃电缆。

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	光伏发电站设计规范
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
DB34/5006-2023	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1个发电单元，监控按简化的结构进行配置，监控功能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。通信规约采用通信棒。

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：并网逆变器和电能计量柜。

(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：

a) 逆变器的监控功能

①逆变器LCD上显示运行、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、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。

b) 电能计量柜的监控功能

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发电站应在并入点装设电能质量在线监测装置。本工程并网点单独装设1套电能质量在线监测系统。

6.2.3.6 视频监控系统

本工程在车棚上安全防范系统1套，采用红外球形摄像机，摄像机的监测半径按30米考虑，共设置1只红外球形摄像机。

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：电能计量柜内（计量上、下网电量），共1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1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。

6.2.8 主要工程量详见下表：

表6.2-2主要设备材料表

序号	名称、规格及标准号	单位	数量	备注
1	配电设备			
(1)	电能计量柜IP65	套	1	
	含电能计量装置（具备分时计量功能）			
2	光伏设备			
(1)	逆变器75kW	台	1	
(2)	光伏组件580Wp	块	160	
(3)	光伏专用接头MC4	对	10	
(4)	光伏专用电缆H1Z2Z2-K-DC1.0kV-1×4mm ²	km	0.5	
3	电缆			
(1)	ZC-YJV-0.6/1kV-3×70+1×35mm ²	m	200	
4	桥架			
	镀锌桥架100×50	吨	0.5	
5	防雷接地			
	-40×4的热镀锌扁钢	m	40	
	绝缘铜绞线BVR-1×6	m	40	
	绝缘铜绞线BVR-1×16	m	20	
6	保护管			
	阻燃PVC16	m	80	
7	镀锌钢支架	吨	5	
8	防孤岛保护装置	套	1	
9	电能质量监测装置	套	1	
10	电能量采集装置	套	1	
11	清洗系统（PE管dn20-100米）	套	1	
12	全站调试	套	1	
13	消防器材(5kg干粉灭火器4台)	项	1	
14	视频监控系统	套	1	
15	含交换机，1台室外红外400万像素高清球形摄像，线缆，光纤，固定支架、基础等			
16	铝合金W型导水槽+加盖板	吨	0.5	

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：光伏车棚、II类；

基本风压：0.40kN/m²；

基本雪压：0kN/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

7.3结构设计

7.3.1利用情况

本工程利用新建车棚安装组件的分布式光伏发电项目，光伏车棚呈矩形，由光伏组件构成。

7.3.2棚顶的光伏支架设计

车棚光伏板棚顶采用檩条，W防水导轨、导轨盖板、U型导水槽等镀锌钢构件与型钢连接，保证结构的安全性。



图7.3-1光伏车棚方案照片

7.3.3 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 μm ，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 μm 。

(7) 铝合金表面均应采用银白色阳极氧化，氧化膜级别不应小于AA15，氧化膜最小平均厚度为15 μm ，氧化膜最小局部厚度为12 μm ，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棚顶荷载核算

本工程光伏车棚采用伏组件作为棚顶结构。

7.4.1车棚棚顶承载力计算：

根据本项目“光伏组件排列及自重”要求，车棚光伏组件为倾角安装，车棚顶布置檩条和W型铝合金水槽，通过夹件固定在W型铝合金水槽上，用工字钢做为车棚支架，恒载（光伏组件+支架荷载）不大于 0.35kN/m^2 。光伏组件尺寸：

2278mmx1134mmx30mm，重量31.8kg，折合： 0.13kN/m^2 ）。其余参数均按现行规范取值同原设计。

（1）车棚棚顶荷载

车棚棚顶荷载取值： 0.35kN/m^2 ，活荷载： 0.5kN/m^2 。

重庆市基本风压按照25年取值： 0.33KN/m^2 ，50年取值： 0.33KN/m^2 ，地面粗糙度为B类，不考虑雪荷载。

（2）结论

本工程车棚棚顶光伏板布置满足结构荷载要求，方案可行。

7.4.2风荷载计算

采用1块标准模组（2.278m×1.134m）计算整个阵列：

（1）基本风压为： 0.40kN/m^2 ；

（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：

$$\omega_{\text{正}}=\beta_{gz}\mu_z\mu_s\omega_0\sin 4=1.898\times 1\times 0.8\times 0.40=0.607\text{kN/m}^2$$

$$\omega_{\text{负}}=\beta_{gz}\mu_z\mu_s\omega_0\sin 4=1.898\times 1\times 0.95\times 0.40=0.721\text{kN/m}^2$$

则正向风压的平均荷载为： 0.607kN/m^2

负向风压的平均荷载为： 0.721kN/m^2

车棚型钢光伏支架结构稳定性满足要求。

7.5沉降观测

在铺设光伏的场地四角每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场地产生附加沉降影响的大小提供依据。

7.6给水排水

本工程为新建车棚分布式光伏项目，本工程车棚顶采用散排方式。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停车场给水点。

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。

7.8土建部分主要设备材料统计

序号	名称及规格	单位	数量
一	建筑工程		
(一)	发电场工程		
1	混凝土基础		
	C30钢筋混凝土	m ³	15

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。

本工程利用光伏组件作车棚顶，组串式逆变器在车棚旁落地安装，在箱式变电站旁布置并网计量柜。光伏组件为难燃烧物，但是一旦发生火灾，对正常生活会造成影响，故在车棚区域设置4台5kg手提式干粉(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九龙坡区袁家岗，奥体中心停车场，东经106.507度，北纬29.528度，交通便捷。

9.1.2 用地条件

本工程可用停车区域约407m²。

9.1.3 地形地貌

停车场区域较为平坦，无杂物。

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)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场区水源。

(2) 施工用电

本工程施工用电拟使用场区用电。

(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) 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。

(2) 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。

(3) 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镀锌钢车棚支架和现浇混凝土基础工程。为节约投资及便于管理，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

本工程位于重庆市九龙坡区袁家岗，奥体中心停车场，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奥体中心停车场原有道路。

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，施工企业资质应不低于三级(含三级)。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，符合标准再进行铁架组装。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 and 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有关规定，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3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3个月											
	15天	20天	25天	30天	35天	40天	45天	50天	60天	70天	80天	90天
申请报告及审查	■	■										
主设备招标及采购			■	■								
初步设计及施工图设计					■	■						
设备、材料采购					■	■	■					
土建						■	■	■	■	■		
设备安装								■	■	■	■	
调试									■	■	■	■

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，由重庆天音光能有限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发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、电能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》(GB8702-2014)

11.1.2场址现状

本项目位于重庆市九龙坡区袁家岗奥体中心停车场，场址所在地环境噪声昼夜值 $<50\text{dB(A)}$ ，满足《声环境质量标准》(GB2036-2008)1类标准要求，声环境质量较好。空气环境质量满足《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

工程安装为车棚太阳能光伏电站，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取 4.2° 。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发电项目”可不纳入影响评价管理。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；
6. 《危险化学品安全管理条例》2013年12月7日修正；
7. 《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；
8. 《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；
9. 《生产安全事故应急预案管理办法》2019年9月1日版。

12.2 主要危险因素

12.2.1 施工期主要危险因素

- (1) 高处坠落
- (2) 坍塌
- (3) 物体打击和挤压伤害
- (4) 机械伤害（含起重伤害）
- (5) 电气伤害
- (6) 交通事
- (7) 传染性疾病

12.2.2 运行期主要危险因素

- (1) 光伏组件触电伤害
- (2) 火灾

- (3) 雷击
- (4) 高处坠落及机械伤害
- (5) 防止车辆伤害
- (6) 高温
- (7) 低温
- (8) 逆变器风机等设备的噪声污染
- (9) 采光及照明不良
- (10) 安全标志不完整

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防火墙。

12.3.2.3防雷击

运行期间雷雨天气应避免棚顶光伏组件检修、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，每年可为电网提供清洁电能62.34MWh。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20.32t，每年可减少CO₂排放量约49.25t、SO₂排放量约0.36t、氮氧化物排放量约0.54t。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

重庆愉秒充数字能源科技有限公司奥体中心停车场车棚光伏项目可行性研究报告

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

14.1.1 编制原则及依据

(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) 本工程设计成果。

(6) 按《重庆工程造价信息》2024年4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
单晶硅光伏组件580Wp	块	160
组串式逆变器75kW	台	1
镀锌钢支架	t	5
铝合金W型导水槽	t	0.8

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	单晶硅光伏组件580Wp	元/Wp	0.96
2	组串式逆变器75kW	元/台	11250
3	镀锌钢支架	元/t	7500
4	铝合金W型导水槽	元/t	30000

愉秒充奥体中心分布式车棚光伏发电项目可行性研究报告
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4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

本项目工程静态投资为万元，建设期利息万元，动态投资万元。

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	重庆市奥林匹克中心停车场分布式车棚光伏发电项目					
建设地点	重庆市九龙坡区袁家岗					
设计单位	陕西光智达新能源有限公司					
建设单位	重庆天音光能有限公司					
装机规模	MW _p		主要工程量	组件	块	160
组件容量	W _p /块			支架	t	5
年平均发电量	万kWh			逆变器	台	1
年利用小时数	h					
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	

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	其他设备及安装工程					
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	生产准备费					
3	勘察设计费					
	一至三部分投资合计					
四	基本预备费					
	工程静态投资（一~四）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 ）					

14.3.2设备及安装工程概算表

编号	名称及规格	单位	数量	单价（元）				
				设备费	安装工程费			
					安装费	装置性材料费	甲供装置性材料费	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 580WP	Wp/块	160.00					
1.1.2	阻燃 pvc16	m	80.00					
1.1.3	ZC-YJV-0.6/1kV-3x70+1x35mm	m	200.00					
1.1.4	光伏专用电缆 H1Z2Z2-K-DC1.0kV-1x4mm	m	1000.00					
1.1.5	光伏专用接头MC4	对	10.00					
1.1.6	铝合金 W 型导水槽	t	0.80					
1.1.7	镀锌桥架 100×50	t	0.50					
1.1.8	镀锌钢支架	t	5.00					
1.2	汇流及变配电设备							
1.2.1	逆变器 75KW	台	1.00					
1.2.2	电能计量并网柜 IP65	套	1.00					
1.3	接地							
1.3.1	-40×4 热镀锌扁钢	m	40.00					
1.3.2	绝缘铜绞线 BVR-1x6	m	40.00					
1.3.3	绝缘铜绞线 BVR-1x16	m	20.00					
2	控制保护设备及安装工程							
2.1	清洗系统（PE 管 dn20-100米）	套	1.00					
2.2	防孤岛保护装置	套	1.00					
2.3	电能质量监测装置	套	1.00					
2.4	电量采集装置	套	1.00					
2.5	全站调试	套	1.00					
3	其他设备及安装工程							

榆秒充奥体中心分布式车棚光伏发电项目可行性研究报告

编号	名称及规格	单位	数量	单价（元）				
				设备费	安装工程费			
					安装费	装置性材料费	甲供装置性材料费	小计
3.1	视频监控系统	套	1.00					
3.2	消防器材(5kg 干粉灭火器 4台)	项	1.00					

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	C30钢筋混凝土	m3	15.00		
1.1.2	土方开挖	m3	15.00		
1.2	集电线路工程				
1.2.1	土方开挖	m3	10.00		
1.2.2	回填土	m3	5.00		
2	其他建筑工程				
2.1	供水工程				
2.1.1	水源工程	项	1.00		
2.2	供电工程				
2.2.1	供电线路	项	1		
2.3	劳动安全与工业卫生工程	项	1.00		

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		基数×费率				(建筑安装工程费+设备费)×费率
1.2	工程建设监理费		基数×费率				(建筑安装工程费+设备费)×费率
1.3	项目咨询服务费	%	基数×费率				建筑安装工程费+设备费)×费率
1.4	项目技术经济评审费	%	基数×费率				(建筑安装工程费+设备费)×费率
1.5	工程质量检查检测费	%	基数×费率				建筑安装工程费×费率(0.2%)
1.6	工程定额标准编制管理费	%	基数×费率				建筑安装工程费×费率(0.13%)
1.7	项目验收费	%	基数×费率				(建筑安装工程费+设备费)×费率
1.8	工程保险费	%	基数×费率				(建筑安装工程费+设备费)×费率(0.1%)
2	生产准备费	%	基数×费率				设备费×费率
3	勘察设计费						
3.1	勘察设计费	项	数量×单位				

分年度投资计算表

单位：万元

编号	工程名称	总投资	建设工期（年）
			第一年
一	设备及安装工程		
二	建筑工程		
三	其他费用		
1	项目建设管理费		
1.1	工程建设管理费		
1.2	工程建设监理费		
1.3	项目咨询服务费		
1.4	项目技术经济评审费		
1.5	工程质量检查检测费		
1.6	工程定额标准编制管理费		
1.7	项目验收费		
1.8	工程保险费		
2	生产准备费		
3	勘察设计费		
3.1	勘察设计费		
	一至三部分投资合计		
四	基本预备费		
	工程静态投资（一～四）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）		

15 财务评价

15.1 项目概况

本光伏电站容量为0.0928MW。项目总投资为 万元，预计年平均上网电量约62.34MWh，利用小时数为706.04h。

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

根据工程投资概算，工程固定资产静态投资为万元，建设期利息为万元。单位千瓦静态投资为，单位千瓦动态投资为。

(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) 流动资金

本项目流动资金按光伏系统容量估算，估算指标为，总计万元，其中100%为自有资金，0%采用银行贷款，贷款年利率为3.95%。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30%，其余的资金由银行贷款。银行贷款偿还期为15年，宽限期为1年，宽限后每年按贷款等额还本利息照付，年贷款利率为3.95%。

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。第1年取0元/kW，第2~11年取20元/kW，其余年份取40元/kW。

(3) 职工工资、福利费及其他

本光伏电站定员为0人，人均年工资按0万元计，职工福利费及其他按工资总额的0%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。

(5) 材料费和其他费用

材料费取；其他费用1取0元/kW。

(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

国网最近一年电价

近一年电价	购电价	输配电价	政府基金附加	上网环节线损电价	系统运行费用折价
1月	0.44072	0.1529	0.047694	0.020258286	0.019377
2月	0.44072	0.1529	0.047694	0.020258286	0.047323
3月	0.44072	0.1529	0.047694	0.020258286	0.028624
4月	0.44072	0.1529	0.047694	0.020258286	0.0112833
5月	0.44072	0.1529	0.047694	0.020258286	0.0112833
6月	0.44072	0.1529	0.047694	0.019758	0
7月	0.44072	0.1529	0.047694	0.023166	0.021398
8月	0.44072	0.1529	0.047694	0.025174	0.035107
9月	0.44072	0.1529	0.047694	0.019429	-0.023105
10月	0.44072	0.1529	0.047694	0.016579	-0.043904
11月	0.44072	0.1529	0.047694	0.018094	-0.010946
12月	0.44072	0.1529	0.047694	0.019864	0.038959

愉秒充奥体中心停车场电价模拟				
	尖段	峰段	平段	谷段
1月	1.257707286	1.056559286	0.679409286	0.328221286
2月	1.084505286	1.084505286	0.707355286	0.356167286
3月	1.065806286	1.065806286	0.688656286	0.337468286
4月	1.048465586	1.048465586	0.671315586	0.320127586
5月	1.048465586	1.048465586	0.671315586	0.320127586
6月	1.036682	1.036682	0.659532	0.308344
7月	1.262636	1.061488	0.684338	0.33315
8月	1.278353	1.077205	0.700055	0.348867
9月	1.013248	1.013248	0.636098	0.28491
10月	0.989599	0.989599	0.612449	0.261261
11月	1.024072	1.024072	0.646922	0.295734
12月	1.276895	1.075747	0.698597	0.347409

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》，所发电力结算电价为愉秒充奥体中心停车场同时段10kV大工业实时用电价（不含基本电费与力调电费），结合本工程的75%的消纳比例，综合尖峰、平谷段的加权平均电价计算的上网电价为元/kWh。

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

在计算期内，销售收入总额为万元。

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万元。

(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25%的税率征收。

本项目按照相关政策，对所得税执行3免3减半。

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。

在计算期内，利润总额为万元，税后利润为万元。

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4.7，偿债备付率平均值为1.35，说明该项目偿债能力较强。

(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72.16%，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

本项目按上网电价元/kWh进行财务评价得出：项目投资财务内部收益率为（税后，下同），资本金财务内部收益率为，投资回收期为年，总投资收益率为，项目资本金净利润率为。项目资本金财务内部收益率（）高于资本金基准收益率（），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			
	-15			
	-10			
	-5			
	0			
	5			
	10			
	15			
	20			
上网产量变化分析 (%)	-20			
	-15			
	-10			
	-5			
	0			
	5			
	10			
	15			
	20			
上网电价变化分析 (%)	-20			
	-15			
	-10			
	-5			
	0			
	5			
	10			
	15			
	20			
发电量变化分析 (%)	-20			
	-15			

	-10			
	-5			
	0			
	5			
	10			
	15			
	20			
储能电价变化分析（%）	-20			
	-15			
	-10			
	-5			
	0			
	5			
	10			
	15			
	20			
经营成本变化分析（%）	-20			
	-15			
	-10			
	-5			
	0			
	5			
	10			
	15			
	20			

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9.79%~5.3%之间变化；项目资本金财务内部收益率在16.09%~6.28%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4.62%~9.52%之间变化；项目资本金财务内部收益率在4.99%~15.41%之间变化。

3) 在其他因素不变的情况下，当上网电价在-20%~20%范围内变化时，项目投资内部收益率（所得税后）在4.62%~9.52%之间变化；项目资本金财务内部收益率在4.99%~15.41%之间变化。

4) 在其他因素不变的情况下, 当发电量在-20%~20%范围内变化时, 项目投资内部收益率(所得税后)在7.16%~7.16%之间变化; 项目资本金财务内部收益率在10.04%~10.04%之间变化。

5) 在其他因素不变的情况下, 当储能电价在-20%~20%范围内变化时, 项目投资内部收益率(所得税后)在7.16%~7.16%之间变化; 项目资本金财务内部收益率在10.04%~10.04%之间变化。

6) 在其他因素不变的情况下, 当经营成本在-20%~20%范围内变化时, 项目投资内部收益率(所得税后)在7.41%~6.9%之间变化; 项目资本金财务内部收益率在10.56%~9.52%之间变化。

15.2.8 财务评价结论

(1) 本光伏电站建设工期为3个月, 项目静态投资万元。单位千瓦静态投资为元/kW。

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

(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62.34MWh。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19.32t, 每年可减少CO₂排放量约49.25t、SO₂排放量约0.36t

、氮氧化物排放量约0.54t。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，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

序号	项目	单位	数值
1	系统容量	MW	0.09
2	年售电量	MWh	62.34
3	项目总投资	万元	
4	建设期利息	万元	
5	流动资金	万元	
6	销售收入总额（不含增值税）	万元	
7	总成本费用	万元	
8	销售税金附加总额	万元	
9	利润总额	万元	
10	经营期平均电价（不含增值税）	元/kWh	
11	经营期平均电价（含增值税）	元/kWh	
12	项目投资回收期（所得税前）	年	
13	项目投资回收期（所得税后）	年	
14	项目投资财务内部收益率（所得税前）	%	
15	项目投资财务内部收益率（所得税后）	%	
16	项目投资财务净现值（所得税前）	万元	
17	项目投资财务净现值（所得税后）	万元	
18	资本金财务内部收益率	%	
19	资本金财务净现值	万元	
20	总投资收益率（ROI）	%	
21	投资利税率	%	
22	项目资本金净利润率（ROE）	%	

愉秒充奥体中心分布式车棚光伏发电项目可行性研究报告

23	资产负债率（最大值）	%	
24	盈亏平衡点（生产能力利用率）	%	
25	度电成本（LCOE）	元/kWh	

榆秒充奥体中心分布式车棚光伏发电项目可行性研究报告

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			
1.1	建设投资			
1.2	建设期利息			
1.3	流动资金			
2	资金筹措			
2.1	项目资本金			
2.1.1	用于建设投资			
2.1.2	用于流动资金			
2.2	债务资金			
2.2.1	用于建设投资			
2.2.2	用于建设期利息			
2.2.3	用于流动资金			

16项目风险分析

16.1政策风险

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。

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车棚棚顶使用风险

本项目使用奥体中心停车场新建分布式车棚光伏发电项目，并向其供电，光伏电站建设于愉秒充奥体中心现有停车场，其用电量、构筑物状态、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构筑物风险

1.风险分析

本分布式光伏发电设备需要安装在车棚棚顶上，车棚资源的保障成为顺利发电的基本保障，在投资者和车位所有者之间也潜藏如下风险，通常情况下，投资者通过与车位所有者（合作方）签署场地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，车位租用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，车位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车位，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，车棚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

详细核实合作方的车棚产权、经营等相关情况，在车棚租赁/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，规范车棚租赁行为，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等相关证件，并在已签订的合同中明确了相关责任条款，规避或降低了相关合作风险。

16.2.2车棚棚顶火灾风险

1.风险分析

光伏发电运营过程中火灾对停车场内的人身财产安全的风险，以及构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，还有加强构筑物火灾防范和应急处置，最大限度地降低构筑物内火灾对光伏系统的损毁。

16.3经营风险

16.3.1自用电比例降低风险

1.风险分析

分布式光伏发电项目若要取得最佳收益率，通常自发自用比例越高越好。影响自发自用比例的因素：第一，光伏发电峰值与用户用电峰值之间的差异，发电量高于用户用电量，则自发自用比例相应降低，发电收入减少，发电量低于或接近用户用电量，则自发自用比例上升，发电收入增加。第二，由于充电桩的经营情况是不可控的，如果遭遇业主经营不善导致用电量急剧下降或停产、破产，将有可能导致车棚上的光伏系统所发电力将全部变为余量上网（即自发自用比例降为0%），仅能保证理论上的最低收益。

2.防范措施

充分收资了解充电桩用电负荷情况，在设计上保证光伏峰值功率不超过业主光伏发电时段用电负荷谷值，这样就可确保自发自用比例达到最高。要对充电桩的经营市场考察了解，尽量选择经营业绩良好、市场潜力巨大，现金流稳定，没有不良记录或诉讼在身的优质企业，以确保自用电需求稳定，从而为投资者带来稳定的收益。

16.3.2购电方电费结算风险

1.风险分析

分布式光伏发电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。

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。