



民用建筑屋面分布式光伏系统设计

浙江省建筑设计研究院 程澍

目录

- 1、简介
- 2、设计
- 3、并网系统介绍
- 4、光伏系统监测

简介

1、定义

分布式光伏发电系统是指采用光伏组件，将太阳能转化成电能的分布式发电系统。按照光伏发电系统与建筑物的关系分为BIPV（光伏建筑一体化）和BAPV（附着在建筑物上的光伏发电系统）两大类。

2、特点

分布式光伏发电系统的特点：就近发电、就近转换、就近并网、就近使用。民用建筑屋面分布式光伏发电系统除上述特点外，相对地面光伏电站还有容量较小的特点。

3、图集使用说明

图集《民用建筑屋面分布式光伏发电系统》适用于在民用建筑屋面安装的分布式光伏发电系统，光伏发电系统装机容量不超过6MW。

简介

4、系统分类

4.1按照与公共电网的关系分为：并网光伏发电系统、离网光伏发电系统。

4.2按照储能装置形式分为：带储能装置系统、不带储能装置系统。

4.3按照负荷形式分为：直流系统、交流系统、交直流混合系统。



**民用建筑（屋面）分布式光伏发电系统一般采用自发自用，余电上网的方式。

**储能装置一般用于电力供应不稳定的区域。

简介

5、光伏组件分类

组件类型：晶体硅（多晶硅、单晶硅）；薄膜（碲化镉、铜铟镓硒、钙钛矿等）

BAPV（附建在建筑上的光伏系统）



多晶硅



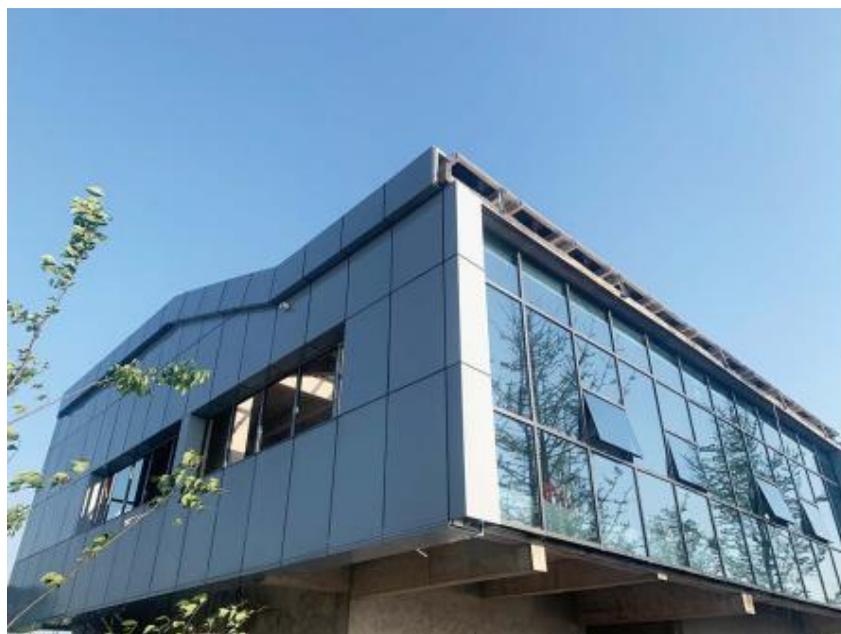
单晶硅



薄膜（铜铟镓硒、碲化镉等）

简介

BIPV（光伏建筑一体化）



光伏幕墙



光伏玻璃



光伏瓦

简介

6、逆变器分类

集中式逆变器、组串式逆变器、微型逆变器



集中式逆变器



组串式逆变器



微型逆变器

设计

设计依据

1、与建筑物光伏系统设计有关的规范、标准

《建筑光伏系统应用技术标准》 GB/T 51368

《光伏电站设计规范》 GB 50797

《光伏电站接入电力系统设计规范》 GB/T 50866

《光伏电站防雷技术要求》 GB/T 32512

《光伏电站施工规范》 GB 50794

《光伏与建筑一体化发电系统验收规范》 GB/T 37655

《建筑太阳能光伏系统应用技术规程》 DB 33/1106

《民用建筑可再生能源应用核算标准》 DB33/1105

《浙江省公共建筑节能设计标准》 DB33/1036

《浙江省居住建筑节能设计标准》 DB33/1015

《晶体硅光伏系统与压型金属板屋面一体化技术规程》 DBJ33/T 1282

设计

设计依据

2、通用的规范、标准

《建筑设计防火规范》 GB50016

《电力工程电缆设计标准》 GB 50217

《建筑物防雷设计规范》 GB50057

《低压配电设计规范》 GB50054

《民用建筑电气设计标准》 GB 51348

《建筑电气工程施工质量验收规范》 GB 50303

《建筑工程施工质量验收统一标准》 GB 50300

《电气装置安装工程接地装置施工及验收规范》 GB50169

《屋面工程质量验收规范》 GB50207

《建筑节能与可再生能源利用通用规范》 GB 55015-2021

设计

设计依据

3、图集、导则

《建筑太阳能光伏系统设计与安装》 16J908-5

《建筑一体化光伏系统电气设计与施工》 15D202-4

《建筑铜铟镓硒薄膜光伏系统电气设计与安装（一）》 19CD202-5

《建筑铜铟镓硒薄膜光伏系统设计与安装（一）》 19CJ92-1

《既有民用建筑加装太阳能光伏系统设计导则》

设计类强制性条文

GB55015-2021《建筑节能与可再生能源利用通用规范》

5.2.1新建建筑应安装太阳能系统。

5.2.2在既有建筑上增设或改造太阳系统，必须经建筑结构安全复核，满足建筑结构的安全性要求。

5.2.3太阳能系统应做到全年综合利用，根据使用地的气候特征、实际需求和适用条件，为建筑物供电、供生活热水、供暖或(及)供冷。

5.2.4太阳能建筑一体化应用系统的设计应用建筑设计同步完成。建筑物上安装太阳能系统不得降低相邻建筑的日照标准。

5.2.5太阳能系统与构件及其安装安全，应符合下列规定：

1 应满足结构、电气及防火安全的要求；

2 由太阳能集热器或光伏电池板构成的围护结构构件，应满足相应围护结构构件的安全性及功能性要求。

3 安装太阳能系统的建筑，应设置安装和运维的安全防护措施，以及防止太阳能集热器或光伏电池板损坏后部件坠落伤人的安全措施。

5.2.6太阳能系统应对下列参数进行监测和计量：

2太阳能发电系统的发电量、光伏组件背板表面温度、室外温度、太阳总辐照量。

5.2.11太阳能光伏发电系统设计时，应给出系统装机容量和年发电总量。

5.2.12太阳能光伏发电系统设计时，应根据光伏组件在设计安装条件下光伏电池最高工作温度设计其安装方式，保证系统安全稳定运行。

设计施工类强制性条文

GB50797-2012《光伏发电站设计规范》

3.0.6 建筑物上安装的光伏发电系统，不得降低相邻建筑物的日照标准。

3.0.7 在既有建筑物上增设光伏发电系统，必须进行建筑物结构和电气的安全复核，并应满足建筑结构及电气的安全性要求。

GB50794-2012《光伏发电站施工规范》

5.3.4 严禁触摸光伏组件串的金属带电部位。

5.3.5 严禁在雨中进行光伏组件的连接工作。

5.4.3 汇流箱内光伏组件串的电缆接引前，必须确认光伏组件侧和逆变器侧均有明显断开点。

5.5.4 逆变器直流侧电缆接线前必须确认汇流箱侧有明显断开点。

6.4.4 逆变器停运后，需打开盘门进行检测时，必须切断直流、交流和控制电源，并确认无电压残留后，在有人监护的情况下进行。

6.4.5 逆变器在允许状态下，严禁断开无灭弧能力的汇流箱总开关或熔断器。

设计

设计计算

- 1、光伏系统发电系统装机容量计算
- 2、光伏组件串联数计算
- 3、光伏阵列平面布置参数计算
- 4、示例

1、装机容量计算

(1) 最低可再生能源年综合利用率 Q_L 计算：
根据《民用建筑可再生能源应用核算标准》DB33/1105-2022，

4.0.2

a. 地块容积率小于等于4.0时，可再生能源年综合利用率满足式1-1要求：

$$Q_L \geq E \times A_{or} \quad \text{式1-1}$$

b. 地块容积率大于4.0时，可再生能源年综合利用率同时满足式1-2和式1-3要求：

$$Q_L \geq E \times A_{or} \times 4 \div R \quad \text{式1-2}$$

$$Q_L + Q_w \geq E \times A_{or} \quad \text{式1-3}$$

Q_L —可再生能源年综合利用率(kWh / a)；

A_{or} —计容建筑面积 (m^2)；

E —可再生能源综合利用率核算因子(kWh / $m^2 \cdot a$)；

R —容积率；

Q_w —余热回收或废热利用的年理论节能量(kWh / a)；

表 4.0.2 公共建筑可再生能源综合利用率核算因子[E, kWh/($m^2 \cdot a$)]

建筑类型	建筑可再生能源综合利用率核算因子 (E , kWh/($m^2 \cdot a$))	
	约束值	引导值
办公建筑、其他建筑	7	10.5
旅馆建筑、商业建筑和综合医院	9	13.5

(2) 光伏板最小安装面积 A_d 计算:

$$A_d = Q_{pv(min)} \div E_p \quad \text{式1-4}$$

式中: E_p —光伏发电系统可计入可再生能源利用量的单位面积年节能量(kWh / m²·a);
 A_d —光伏板最小安装面积(m²);

DB33/1105-2022的参考数据如下:

$$E_p = B_p \times K_p \quad \text{式1-5}$$

式中: K_p —光伏组件的倾角和方位角修正系数
 B_p —光伏组件水平安装时的单位面积年预测发电量 (kWh/ (m²·a))

各类光伏组件的光电转换效率和水平安装时单位面积年预测发电量

光伏组件类型		光伏组件的光电转换效率 η (%)	光伏组件水平安装时的单位面积年预测 发电量 E_p (kWh/ (m ² ·a))
晶体硅	多晶硅	18.4	179
	单晶硅	20	194
薄膜	钙钛矿	16	155
	铜铟镓硒	16	155
	碲化镉	15	146
	其他	14	136

注: 双面组件按正面效率计算。

光伏组件的倾角和方位角修正系数 K_p

方位角 倾角	-150°	-120°	-90°	-60°	-30°	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°
120°	0.28	0.32	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.32	0.28	0.26
110°	0.31	0.37	0.41	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.41	0.37	0.31	0.29
100°	0.35	0.42	0.47	0.51	0.51	0.51	0.51	0.51	0.48	0.41	0.35	0.32
90°	0.39	0.47	0.54	0.59	0.6	0.59	0.6	0.59	0.55	0.47	0.39	0.35
80°	0.44	0.53	0.61	0.67	0.69	0.69	0.7	0.67	0.62	0.53	0.44	0.39
70°	0.5	0.6	0.69	0.75	0.78	0.79	0.79	0.75	0.69	0.59	0.5	0.46
60°	0.57	0.66	0.75	0.82	0.86	0.88	0.87	0.82	0.75	0.66	0.57	0.53
50°	0.65	0.73	0.82	0.89	0.93	0.95	0.93	0.89	0.82	0.73	0.65	0.62
40°	0.73	0.8	0.87	0.94	0.98	1	0.98	0.94	0.88	0.8	0.73	0.7
30°	0.81	0.86	0.92	0.98	1.02	1.03	1.02	0.98	0.92	0.86	0.81	0.79
20°	0.89	0.92	0.96	1	1.03	1.04	1.03	1	0.96	0.92	0.89	0.88
10°	0.95	0.97	0.99	1.01	1.02	1.03	1.02	1.01	0.99	0.97	0.95	0.95
0°	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

- 注： 1、光伏组件的倾角指光伏组件向阳面的法向量与水平面法向量的夹角；
 2、光伏组件的方位角指光伏组件向阳面的法向量在水平面上的投影与正南方向的夹角，正南方向为 0° ，向西为正，向东为负。

(3) 最小峰值发电功率 $P_{PV(min)}$ 计算:

$$P_{PV(min)} = A_d \times E_s \times \eta \quad \text{式1-6}$$

式中: E_s —标准条件下的辐照度(常数)($1kW / m^2$);
 η —所选光伏组件的转换效率(%), 详见前表;
 $P_{PV(min)}$ —最小峰值发电功率(kW)。

(4) 系统装机容量 P_{AZ} 的计算:

$$P_{AZ} = N_d \times W_p \quad \text{式1-7}$$

式中: P_{AZ} —光伏发电系统年预测发电量(kWh/a);
 N_d —光伏组件数量(块);
 W_p —单块光伏组件峰值功率(Wp);

(5) 预测年发电量 E_n 的计算:

$$E_n = A_d \times H_A \times \eta \times K \quad \text{式1-8}$$

式中: E_n —光伏发电系统年预测发电量(kWh/a);
 H_A —水平面太阳总辐照量 $kWh / (m^2 \cdot a)$, 浙江省取 $1218kWh / (m^2 \cdot a)$;
 K —光伏发电系统综合效率。

《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB55015-2021, 5.2.11:
 太阳能光伏发电系统设计时, 应给出系统装机容量和年发电总量。

2、光伏组件的串联数计算

(1) 光伏组串最大开路电压不应超过逆变器允许的最大直流输入电压，即：

$$N \leq \frac{V_{dcmax}}{V_{oc} \times [1 + (t - 25) \times K_v]} \quad \text{式2-1}$$

含义：光伏发电系统直流侧的设计电压应高于光伏组件串在当地昼间极端气温下的最大开路电压。（安全验证）

(2) 光伏组串的工作电压应处于逆变器MPPT电压中间范围内，即：

$$\frac{V_{mpptmin}}{V_{pm} \times [1 + (t' - 25) \times K_v']} \leq N \leq \frac{V_{mpptmax}}{V_{pm} \times [1 + (t - 25) \times K_v]} \quad \text{式2-2}$$

含义：光伏组件串的最大功率工作电压变化应在逆变器的最大功率跟踪电压范围内。（效率验证）

式中：

N—光伏组件串联数（取整）(块)；

K_v —光伏组件的开路电压温度系数，由组件厂商提供；

K_v' —光伏组件的工作电压温度系数，由组件厂商提供，如厂商无数据，可用 K_v 代替；

t—光伏组件工作条件下的极限低温(°C)；

t'—光伏组件工作条件下的极限高温(°C)；

V_{dcmax} —逆变器允许的最大直流输入电压(V)；

$V_{mpptmin}$ —逆变器MPPT电压最小值(V)；

$V_{mpptmax}$ —逆变器MPPT电压最大值(V)；

V_{oc} —光伏组件的开路电压(V)；

V_{pm} —光伏组件的工作电压(V)。

条文说明

6.4.2 同一光伏组件串中各光伏组件的电流若不保持一致，则电流偏小的组件将影响其他组件，进而使整个光伏组件串电流偏小，影响发电效率。

为了达到技术经济最优化，地面光伏电站一般采用最大组件串数设计，此时只需用 6.4.2-1 公式计算即可。与建筑相结合的光伏发电系统，经常不用最大组件串数设计，此时需要结合 6.4.2-1 和 6.4.2-2 两个公式得出光伏组件串数的范围，再结合光伏组件排布、直流汇流、施工条件等因素，进行技术经济比较，合理设计组件串数。组件工作电压温度系数 K_v' 很难测量，如果组件厂商无法给出，可采用组件开压温度系统 K_v 值替代。

《光伏电站设计规范》GB50797-2012，6.4.2条

3、光伏阵列平面布置参数计算

(1) 光伏组件阵列数M计算:

$$M \leq \frac{P_n}{P_m \times N} \quad \text{式3-1}$$

式中:

M—光伏组件阵列数(取整)(列);

P_n —逆变器容量(kW);

P_m —单块光伏组件峰值功率(kWp)。

(2) 光伏组件阵列间距D计算:

应保证在冬至日当天9:00~15:00时,太阳光不被遮挡

$$D = b + H \times \frac{0.707 \tan \varphi + 0.4338}{0.707 - 0.4338 \tan \varphi} \quad \text{式3-2}$$

$$a = h \times \frac{0.707 \tan \varphi + 0.4338}{0.707 - 0.4338 \tan \varphi} \quad \text{式3-3}$$

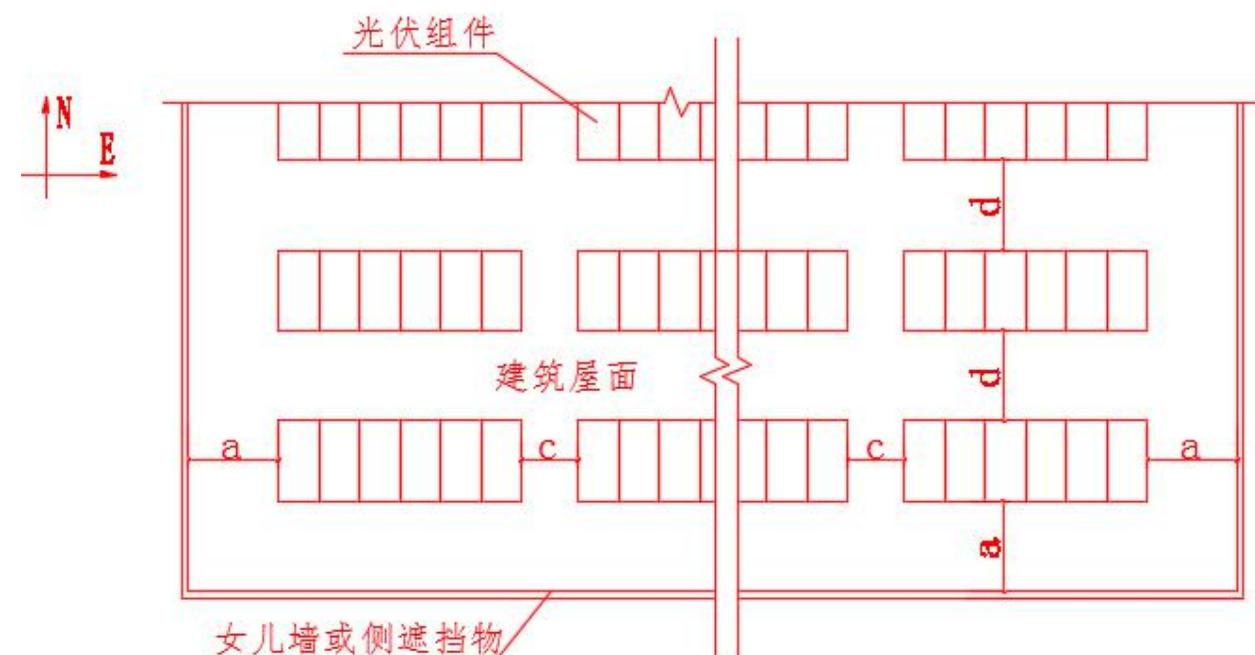
$$b = L \times \cos \beta \quad \text{式3-4}$$

$$H = L \times \sin \beta \quad \text{式3-5}$$

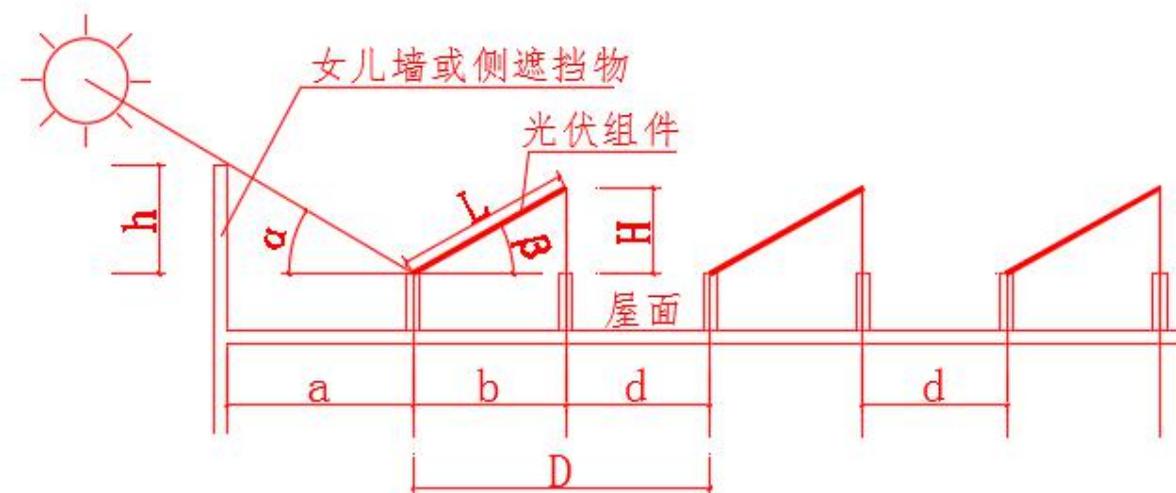
式中:

β —阵列倾角($^{\circ}$);

φ —当地纬度($^{\circ}$);



屋面光伏组件阵列排布平面图



屋面光伏组件阵列排布剖面图

4、示例

(1) 项目基本情况:

杭州某商业地上建筑面积40000平方米，有生活热水需求，不具备地源热泵使用条件，屋面可安装光伏面板，无余热或废热利用，且不具备导光管采光系统及其它可再生能源利用条件，地块容积率为5.0，根据生活热水需要计算的太阳能光热集水器面积为150m²。

(2) 最低可再生能源年综合利用量可再生能源总量 Q_L 核算:

根据项目已知条件，相关数据代入前述式1-2'、式1-3'后:

$$Q_L \geq 9 \times 40000 \times 4 \div 5 = 288000 \text{ kWh/a}$$

$$Q_L + Q_G \geq 9 \times 40000 = 360000 \text{ kWh/a}$$

根据上述两式计算结果，则最低可再生能源年综合利用量为 Q_L 为360000kWh/a。

(3) 最小光伏面板安装面积 A_d 计算:

Q_L 扣除条件中的150m²/太阳能光热提供的年可再生能源利用量 Q_{hotw} ，可得光伏系统需提供的年可再生能源年利用量 Q_{pv} :

$$Q_{hotw} = 230 \times 150 = 34050 \text{ kWh/a}$$

$$Q_{pv} = Q_L - Q_{hotw} = 360000 - 34500 = 325500 \text{ kWh/a}$$

本工程采用480Wp的单面单晶硅组件，采用正南向水平敷设方式在屋面明敷，代入前述式1-5可得到最低光伏面板安装面积 A_d 为:

$$A_d = Q_{pv} \div 194 = 325500 \div 194 = 1678 \text{ m}^2$$

(4) 最小峰值发电功率 P_{pv} 计算:

光伏组件转换效率参考核算标准按20%取，代入式1-6，则有:

$$P_{pv} = 1678 \times 1000 \times 20\% = 335600 \text{ Wp} = 335.6 \text{ kWp}$$

(5) 系统最小装机容量 P_{AZ} 计算:

所选480W单晶硅组件外形尺寸为2187mm*1102mm。该项目所需组件数量 $N_d = 1678 \div 2.187 \div 1.102 \approx 697$ (块),代入式1-7:

$$P_{AZ} = 697 \times 480 = 334.56 \text{ kW}$$

(6) 年预测发电量 E_n 计算:

该项目实际安装的光伏组件面积 $A_d = 697 \times 2.187 \times 1.102 = 1679.7 \text{ m}^2$ ，代入式1-8:

$$E_n = 1679.8 \times 1218 \times 0.2 \times 0.8 = 327359 \text{ kWh}$$

$E_n > Q_{pv}$ ，光伏系统设计满足可再生能源设计要求。

注：上述计算示例参照的部分数据参照DB33/1105-202X。

(7) 光伏组件串联数计算:

影响光伏系统逆变器选择的主要因素：**1、效率；2、成本（建造、维护）；3、可靠性**

逆变器类型	单机效率	电站效率	建造成本	维护成本	可靠性
集中式	高	较低	较低	较低	较低
组串式	较高	较高	较高	较高	较高
微型	较低	高	高	高	高

接上页分析数据，示例项目建设在建筑物屋面，综合考虑采用组串式逆变器较为合适。

《光伏电站设计规范》GB50797-2012，6.1.4

光伏发电系统中逆变器的配置容量应与光伏方阵的安装容量相匹配，逆变器允许的最大直流输入功率应不小于其对应的光伏方阵实际最大直流输出功率。

根据前述计算结果，系统装机容量 $334.56\text{kW} \leq 400\text{kW}$ ，可采用**380V**并网。

可选择**2**台最大直流输入功率为**110kW**逆变器及**1**台最大直流输入功率为**120kW**逆变器的组合，或**3**台最大直流输入功率为**120kW**逆变器。

(7) 光伏组件串联数计算:

1) 光伏组串最大开路电压不应超过逆变器允许的最大直流输入电压:

$$N \leq 1100 \div \{48 \times [1 + (-8.8-25) \times (-0.26\%)]\} = 21$$

2) 光伏组串的工作电压应处于逆变器MPPT电压中间范围内:

$$180 \div \{39.6 \times [1 + (54-25) \times (-0.26\%)]\} \leq N \leq 1000 \div \{39.6 \times [1 + (-8.8-25) \times (-0.26\%)]\}$$

$$5 \leq N \leq 23$$

对于上两式结果, 可知光伏组件串联数N取值范围如下:

$$5 \leq N \leq 21$$

式2-1及式2-2中杭州地区光伏组件工作条件的极限温度通过模拟获得, 分别是:
极限低温: -8.8 °C; 极限高温: 54 °C。

(8) 光伏组件阵列数M计算:

$$M \leq P_n \div (P_m \times N_{min}) = 110 \div (0.48 \times 5) = 45$$

对照逆变器参数, 可知M ≤ 20。

产品型号	-100K-	-110K-	125K-	125K-	136K-
直流输入					
最大输入电压			1100V		
额定输入电压	600V		720V	785V	
启动电压			195V		
MPPT 电压范围			180-1000V		
最大输入电流			10*26A		
最大输入短路电流			10*40A		
MPPT 数量 / 最大输入组串路数			10/20		
交流输出					
额定输出功率	100kW	110kW	125kW	125kW	136kW
最大视在功率	110kVA	121kVA	137.5kVA	137.5kVA	149.5kVA
最大有功功率	110kW	121kW	137.5kW	137.5kW	149.5kW
额定电网电压	3/N/PE, 220/380V		3/PE, 500V	3/PE, 540V	
额定电网频率			50Hz		
额定电网输出电流	152.0A	167.1A	144.3A	133.6A	145.4A
最大输出电流	167.1A	183.8A	158.8A	147.0A	159.8A
功率因数	>0.99 (0.8 超前 ... 0.8 滞后)				
总电流谐波畸变率	<3%				
效率					
最大效率	98.7%		99.0%		
中国效率	98.1%		98.4%		

电气参数 (标准测试条件下)

最大功率- P_{MAX} (Wp)	480
功率公差- P_{MAX} (W)	
最大功率点的工作电压- V_{MPP} (V)	42.0
最大功率点的工作电流- I_{MPP} (A)	11.42
开路电压- V_{OC} (V)	50.8
短路电流- I_{SC} (A)	11.99
组件效率 η_m (%)	20.1

标准测试条件 (大气质量AM1.5, 辐照度1000W/m², 电池温度25°C)
测量公差: ±3%

电气参数 (电池额定工作温度条件下)

最大功率- P_{MAX} (Wp)	363
最大功率点的工作电压- V_{MPP} (V)	39.6
最大功率点的工作电流- I_{MPP} (A)	9.15
开路电压- V_{OC} (V)	48.0
短路电流- I_{SC} (A)	9.65

NMOT: 辐照度800W/m², 环境温度20°C, 风速1m/s

温度额定值

NMOT (额定电池工作温度)	41 °C (±3°C)
最大功率 (P_{MAX}) 温度系数	- 0.36%/°C
开路电压 (V_{OC}) 温度系数	- 0.26%/°C
短路电流 (I_{SC}) 温度系数	0.04%/°C

并网系统介绍

系统型式与并网电压等级与系统容量有关。
建筑物太阳能光伏系统一般有以下三种：

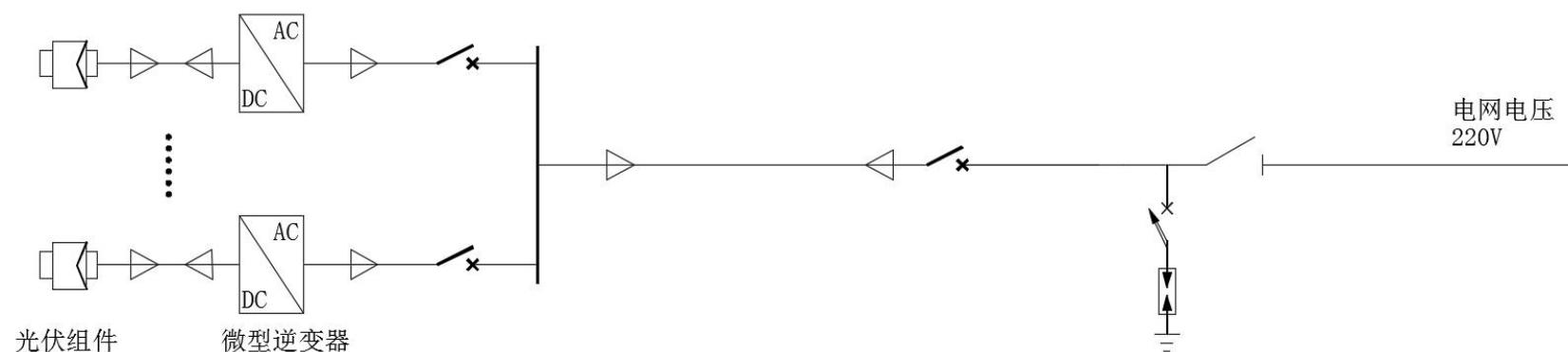
- 1、220V并网；
- 2、380V并网；
- 3、10（20）kV并网。

表 8.3.2 光伏系统并网电压等级

序号	容量	电压等级
1	$S \leq 8\text{kW}$	220V/单相
2	$8\text{kW} < S \leq 500\text{kW}$	380V/三相
3	$500\text{kW} < S \leq 6000\text{kW}$	10kV/三相
4	$S > 6000\text{kW}$	35kV 及以上/三相

引自《建筑光伏系统应用技术标准》GB/T51368-2019。

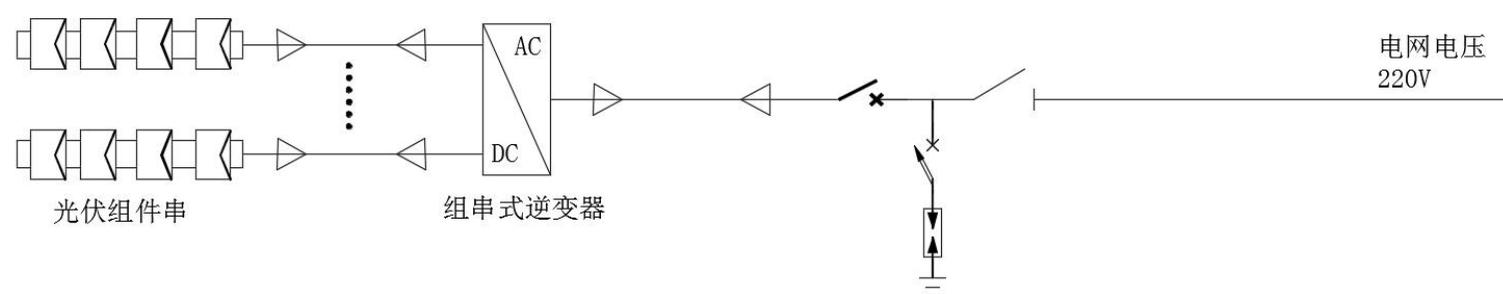
1、220V并网方案



220V并网方案（一）

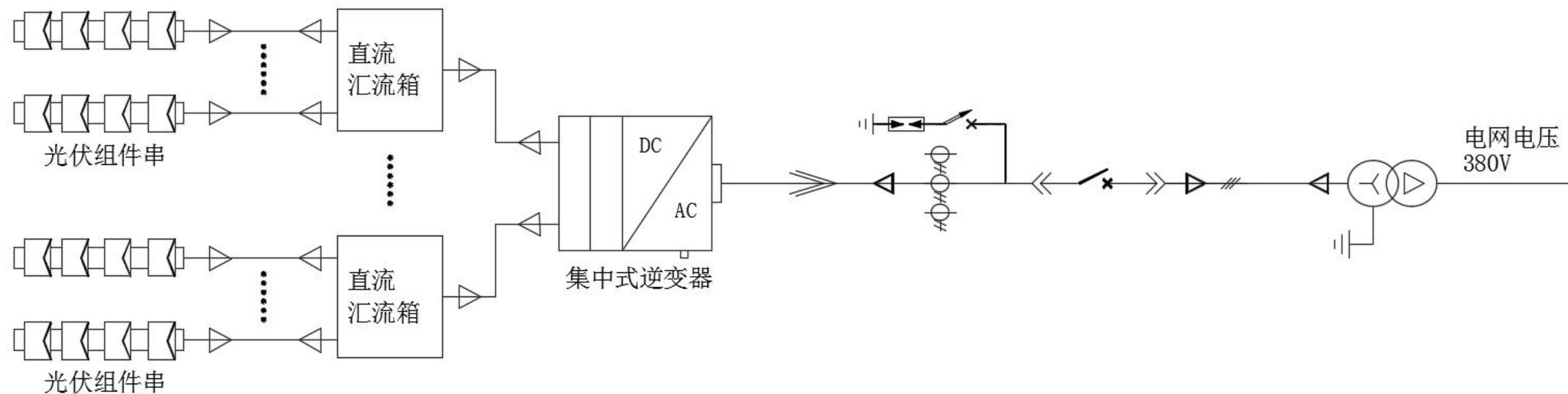
说明：

- 1、方案适用于不大于8kW的光伏发电系统。
- 2、方案一采用微型逆变器组网，适用于屋面情况复杂场所。
- 3、方案二采用单台容量不超8kW的组串式逆变器。



220V并网方案（二）

2、380V并网方案

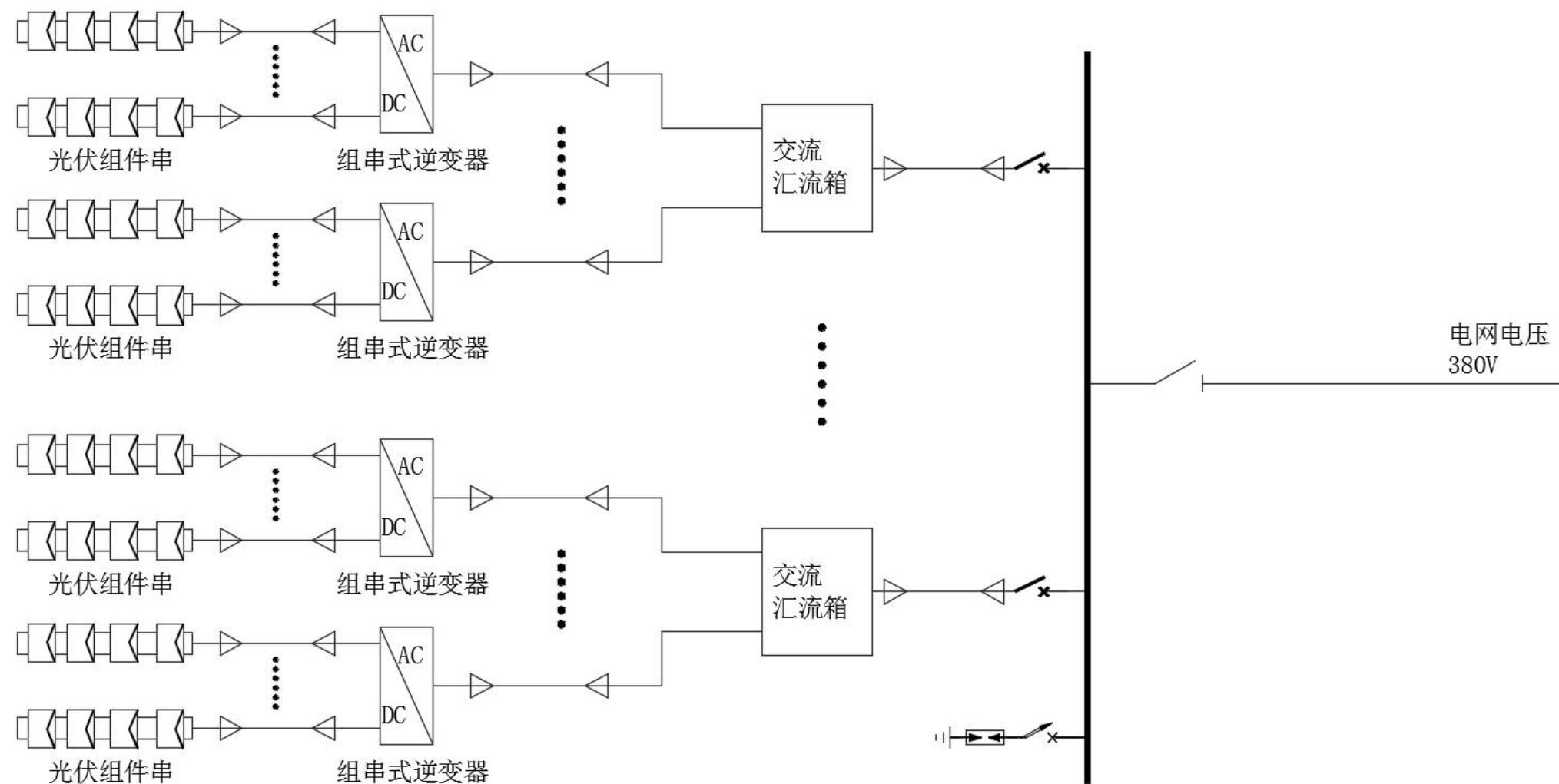


380V并网方案（一）

说明：

- 1、方案适用于不大于500kW的光伏发电系统。
- 2、采用集中式逆变器组网，集中式逆变器安装于地面配电间或箱式配电站内。
- 3、变压器是否安装取决于集中式逆变器输出电压确定。

2、380V并网方案

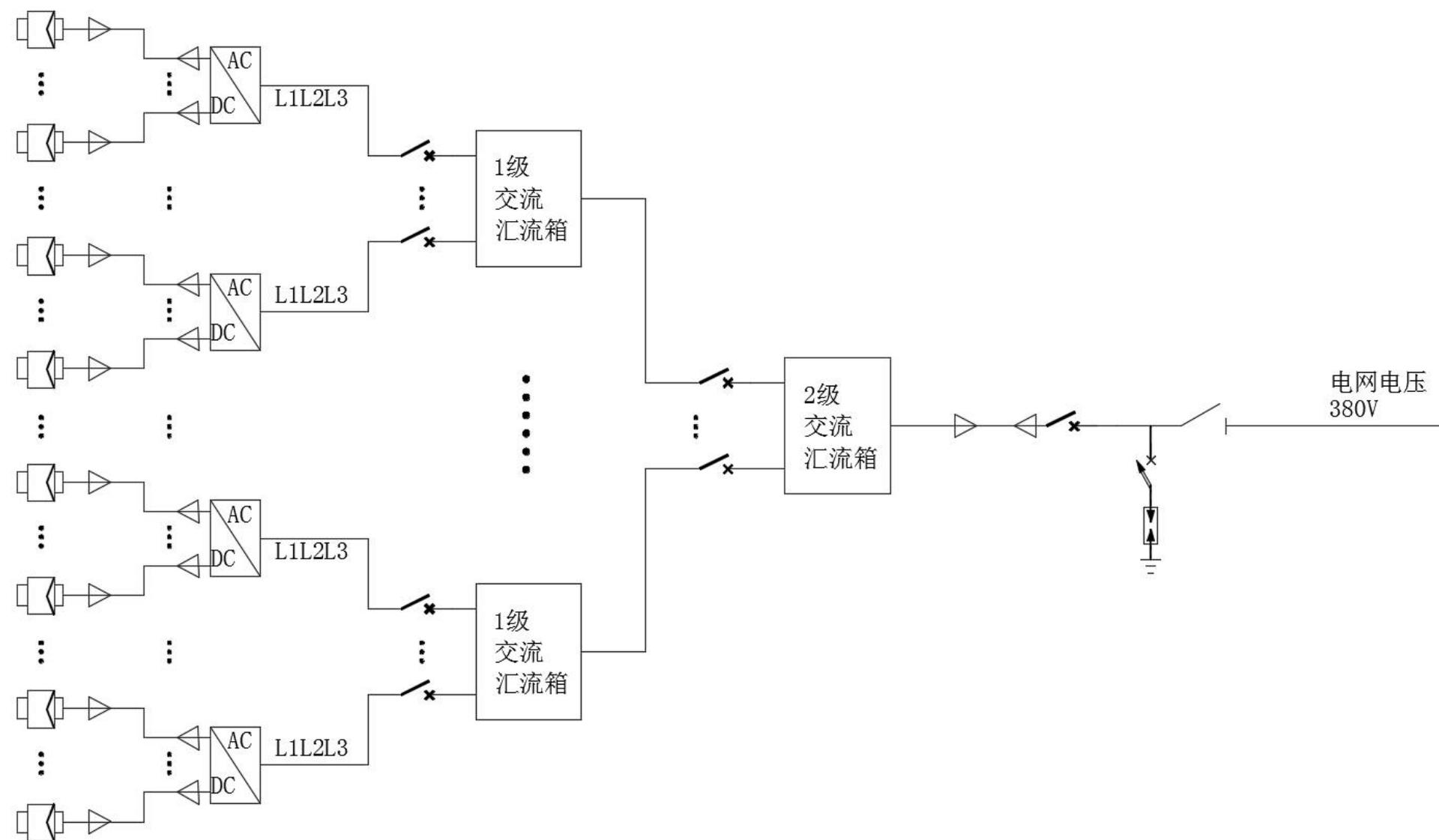


380V并网方案（二）

说明：

- 1、方案适用于不大于500kW的光伏发电系统。
- 2、采用组串式逆变器组网，逆变器汇流箱可安装于屋面。

2、380V并网方案

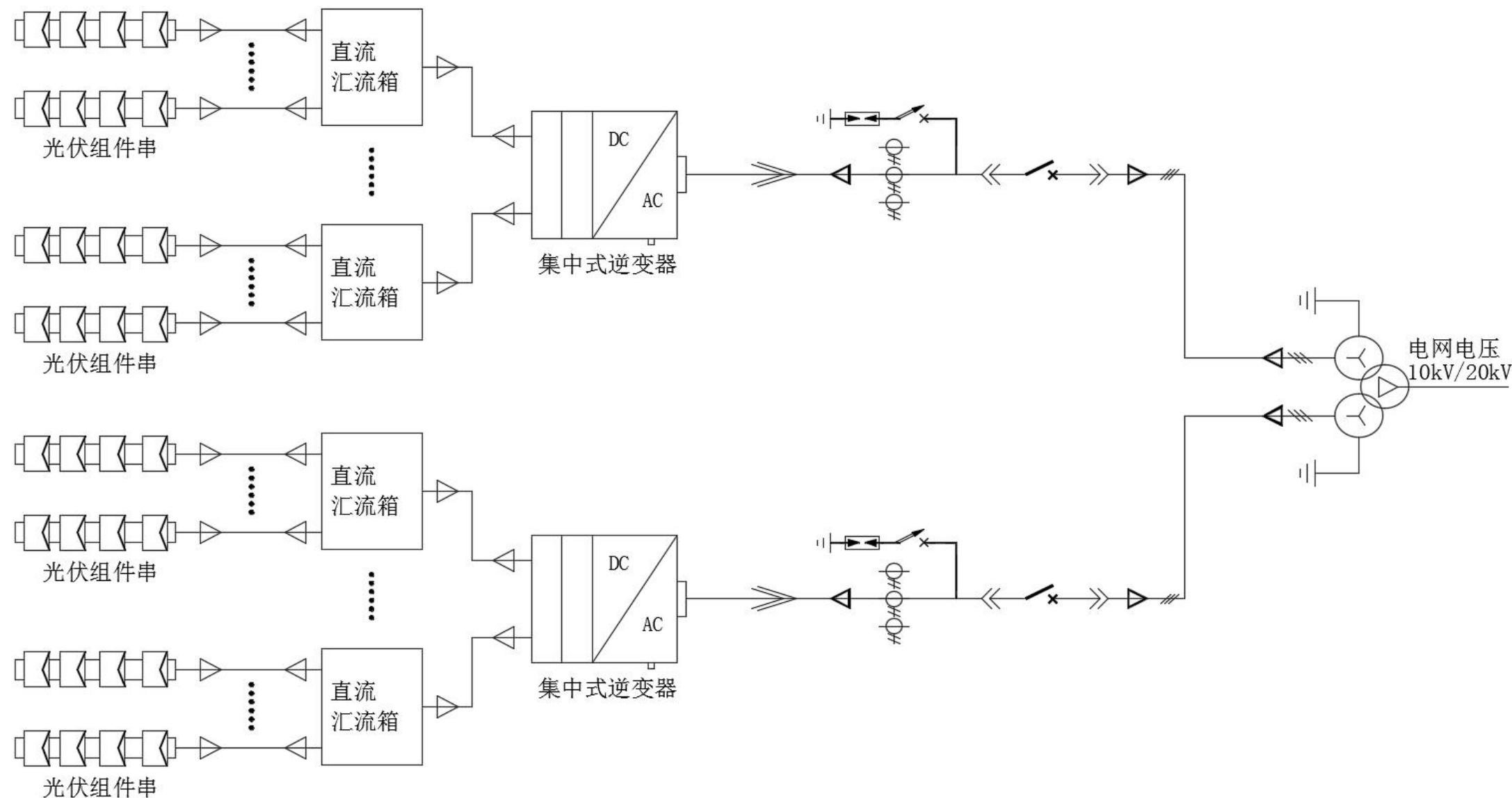


380V并网方案（三）

说明：

- 1、方案适用于不大于500kW的光伏发电系统。
- 2、采用微型逆变器组网，适用于屋面情况复杂，地面空间受限的场所。

3、10 (20) kV并网方案

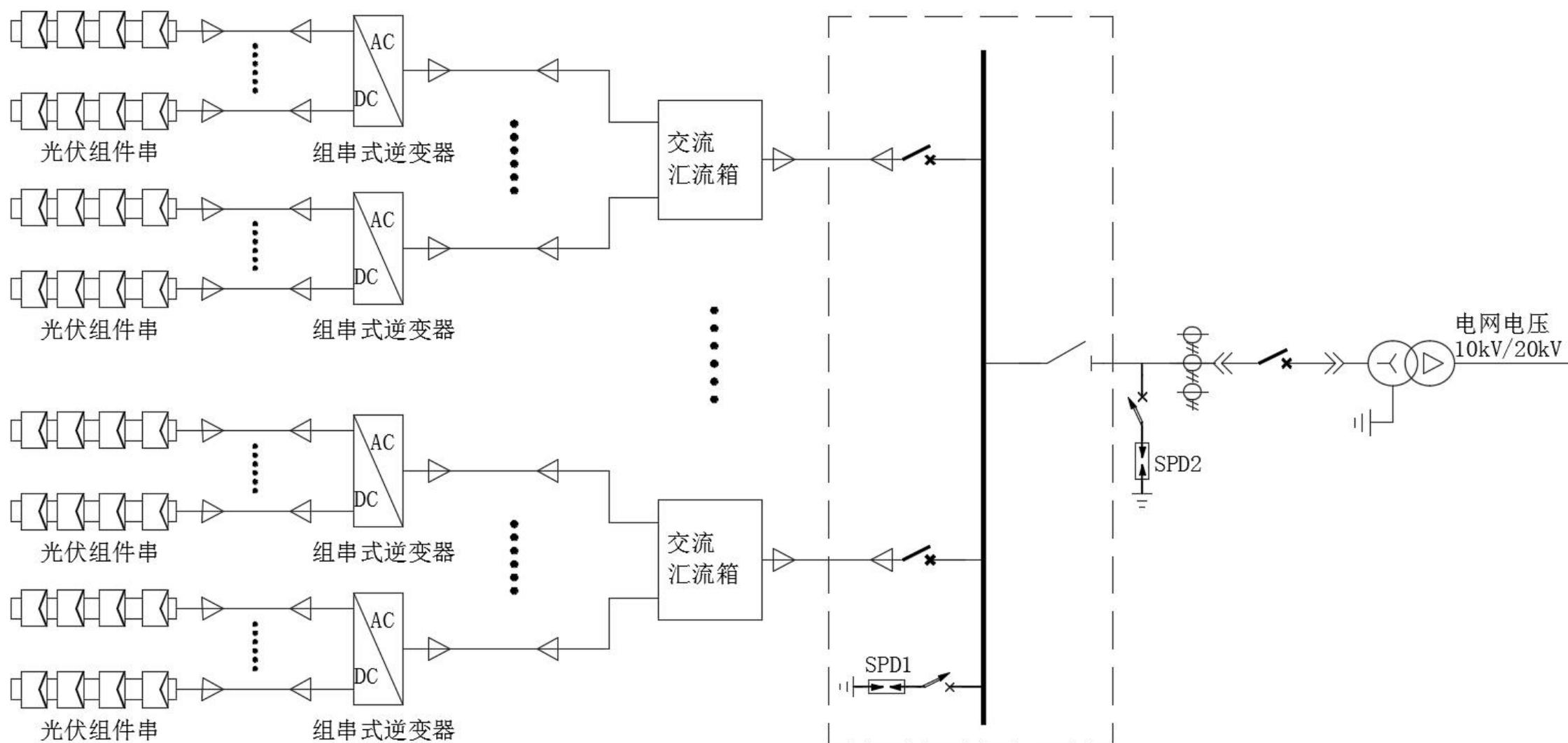


10 (20) kV并网方案 (一)

说明:

- 1、方案适用于大于500kW，不大于6000kW的光伏发电系统。
- 2、采用集中式逆变器，变压器型式视装机容量确定。

3、10 (20) kV并网方案

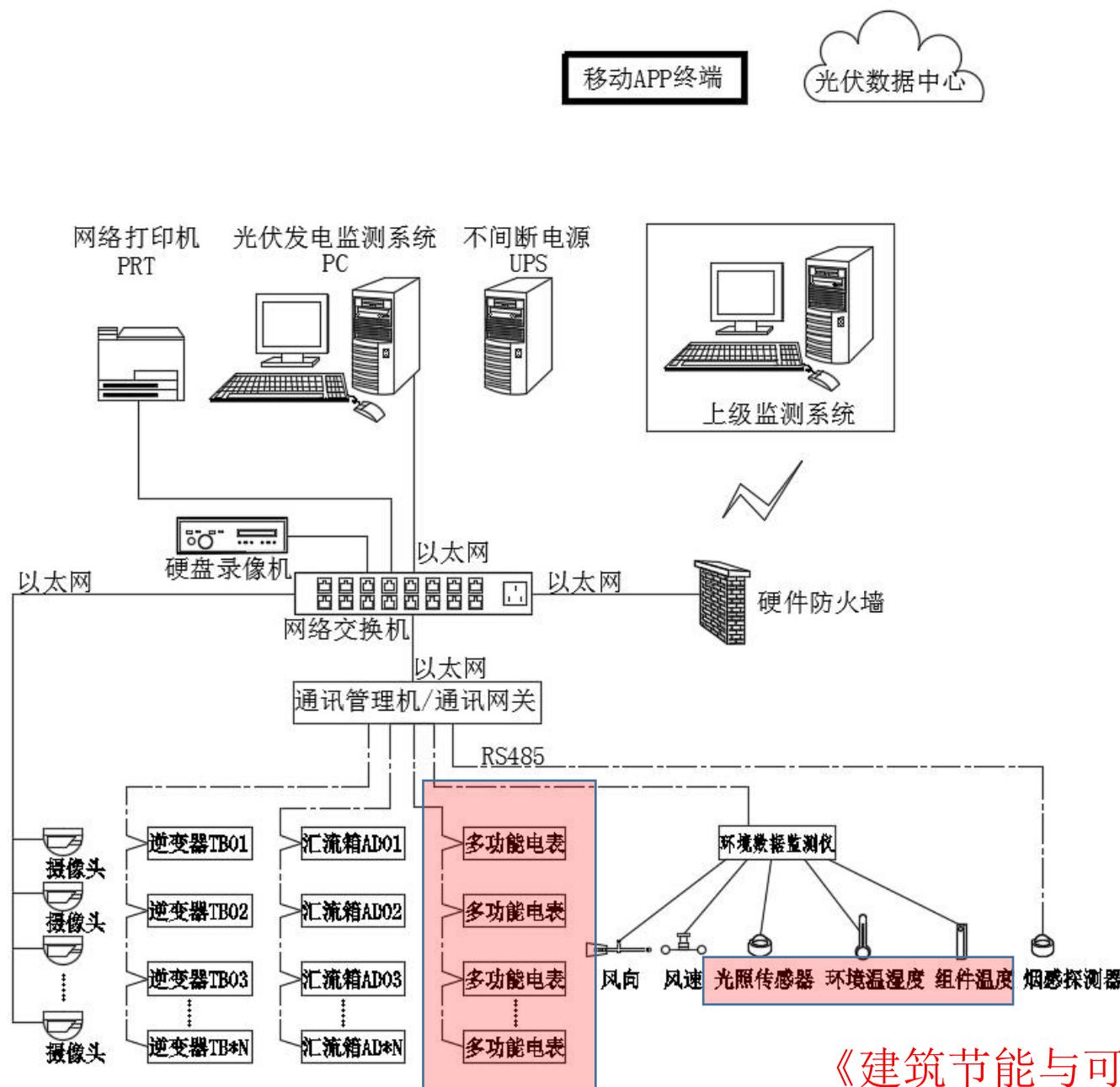


10 (20) kV并网方案 (一)

说明:

- 1、方案适用于大于500kW，不大于6000kW的光伏发电系统。
- 2、采用组串式逆变器，逆变器和汇流箱可安装于建筑屋面。
- 3、虚线框示意交流配电柜，如该配电柜和变压器安装在同一个房间内，则SPD2可以取消。

光伏系统监测



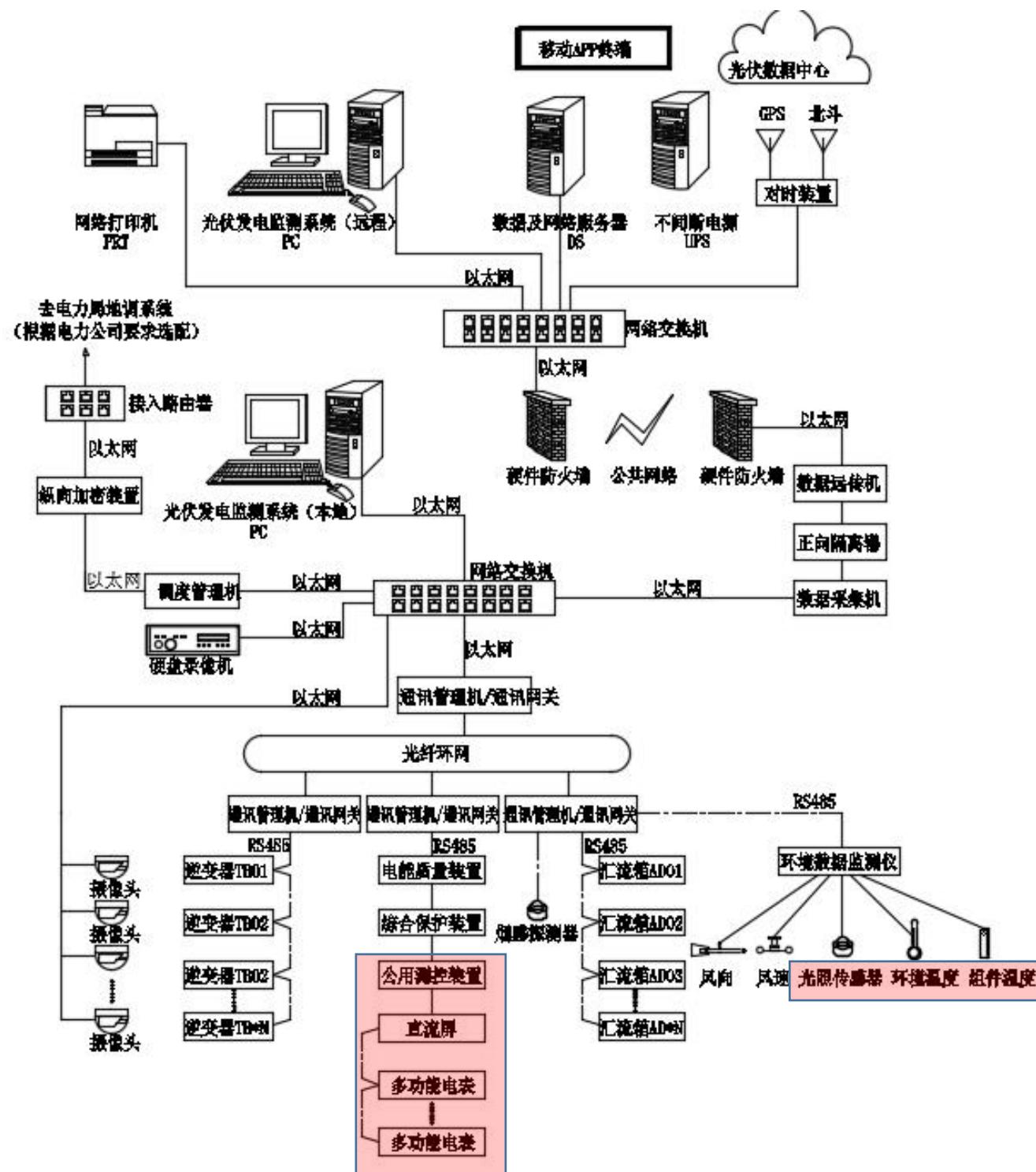
小型系统

光伏系统设备监测信息表

设备类型	采集内容	设备类型	采集内容
汇流设备	各路直流输入电流	电能计量装置	系统频率
	直流输出电流/电压		各相/线电压
	开关设备状态		各相/线电流
逆变器	直流侧电压		系统有功功率
	直流侧电流		系统无功功率
	总直流功率		系统视在功率
	交流侧相/线电压		系统功率因素
	交流侧相/线电流		正向电能
	总有功功率		反向电能
	总无功功率		电压平均总谐波畸变率
	总功率因素	电流平均总谐波畸变率	
	电网频率	环境温度、湿度	
	逆变器故障	组件温度	
	日发电量	风速、风向	
	总发电量	日照辐射强度	

《建筑节能与可再生能源利用通用规范》GB55015-2021, 5.2.6.2: 太阳能发电系统的发电量、光伏组件背板表面温度、室外温度、太阳总辐照量。

光伏系统监测



中大型系统



谢谢!

浙江省建筑设计研究院 程澍 18958075699