

UDC

中华人民共和国国家标准



P

GB 50797 – 2012

光伏发电站设计规范

Code for design of photovoltaic power station

2012 – 06 – 28 发布

2012 – 11 – 01 实施

中华人民共和国住房和城乡建设部
中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局

联合发布

中华人民共和国国家标准

光伏电站设计规范

Code for design of photovoltaic power station

GB 50797 - 2012

主编部门：中 国 电 力 企 业 联 合 会

批准部门：中华人民共和国住房和城乡建设部

施行日期：2 0 1 2 年 1 1 月 1 日

中国计划出版社

2012 年 北 京

中华人民共和国国家标准
光伏电站设计规范

GB 50797-2012

☆

中国计划出版社出版

网址: www.jhpress.com

地址: 北京市西城区木樨地北里甲 11 号国宏大厦 C 座 4 层

邮政编码: 100038 电话: (010) 63906433 (发行部)

新华书店北京发行所发行

北京世知印务有限公司印刷

850mm×1168mm 1/32 4.25 印张 105 千字

2012 年 10 月第 1 版 2012 年 10 月第 1 次印刷

☆

统一书号: 1580177·930

定价: 26.00 元

版权所有 侵权必究

侵权举报电话: (010) 63906404

如有印装质量问题, 请寄本社出版部调换

中华人民共和国住房和城乡建设部公告

第 1428 号

关于发布国家标准 《光伏电站设计规范》的公告

现批准《光伏电站设计规范》为国家标准，编号为 GB 50797—2012，自 2012 年 11 月 1 日起实施。其中，第 3.0.6、3.0.7、14.1.6、14.2.4 条为强制性条文，必须严格执行。

本规范由我部标准定额研究所组织中国计划出版社出版发行。

中华人民共和国住房和城乡建设部

二〇一二年六月二十八日

前 言

本规范是根据住房和城乡建设部《关于印发〈2009 年工程建设标准规范制订、修订计划〉的通知》(建标〔2009〕88 号)的要求,由上海电力设计院有限公司会同有关单位编制完成的。

本规范共分 14 章,主要技术内容是:总则,术语和符号,基本规定,站址选择,太阳能资源分析,光伏发电系统,站区布置,电气,接入系统,建筑与结构,给排水、暖通与空调,环境保护与水土保持,劳动安全与职业卫生,消防,并有三个附录。

本规范中以黑体字标志的条文为强制性条文,必须严格执行。

本规范由住房和城乡建设部负责管理和对强制性条文的解释,由中国电力企业联合会负责日常管理,由上海电力设计院有限公司负责具体技术内容的解释。执行过程如有意见或建议,请寄送上海电力设计院有限公司(地址:上海市重庆南路 310 号;邮政编码:200025)。

本规范主编单位、参编单位、主要起草人和主要审查人:

主 编 单 位:上海电力设计院有限公司

中国电力企业联合会

参 编 单 位:中国电子工程设计院

协鑫光伏系统有限公司

中国科学院电工研究所

北京科诺伟业科技有限公司

新疆电力设计院

福建钧石能源有限公司

上海绿色环保能源有限公司

中电电气(南京)太阳能研究院有限公司

上海神舟电力有限公司
 诺斯曼能源科技(北京)有限公司
 四川中光防雷科技股份有限公司
 北京鉴衡质量认证中心
 北京乾华科技股份有限公司
 无锡昊阳新能源科技有限公司
 国电太阳能研究院

主要起草人: 郭家宝 徐永邦 顾华敏 袁智强 于金辉
 朱伟钢 王立 余寅 刘代智 朱开情
 何晖 于耘 张萍 曹海英 晁阳
 赵小勇 龚春景 嵇尚海 刘莉敏 黄键
 吕平洋 谈红 唐征岐 程序 张开军
 陈水松 霍达仁 朱涛 乔海文 许兰刚
 贾艳刚 司德亮 李扬 王德言 王宗
 叶留金 张海平

主要审查人: 王斯成 许松林 汪毅 李世民 袁凯峰
 韩传高 吴金华 高平 王野 张海洋
 鄢长会 王玉国 王文平 冉启平 陈默子
 吕宏水 冯炜 习伟 钟天宇 林岚岚
 姜世平 王小京 李晓军 张树森 韩金玲
 张磊 杨戈秀

目 次

1	总 则	(1)
2	术语和符号	(2)
2.1	术语	(2)
2.2	符号	(4)
3	基本规定	(7)
4	站址选择	(8)
5	太阳能资源分析	(11)
5.1	一般规定	(11)
5.2	参考气象站基本条件和数据采集	(11)
5.3	太阳辐射现场观测站基本要求	(12)
5.4	太阳辐射观测数据验证与分析	(12)
6	光伏发电系统	(14)
6.1	一般规定	(14)
6.2	光伏发电系统分类	(14)
6.3	主要设备选择	(15)
6.4	光伏方阵	(16)
6.5	储能系统	(17)
6.6	发电量计算	(19)
6.7	跟踪系统	(19)
6.8	光伏支架	(20)
6.9	聚光光伏系统	(24)
7	站区布置	(25)
7.1	站区总平面布置	(25)
7.2	光伏方阵布置	(28)

7.3	站区安全防护设施	(29)
8	电 气	(31)
8.1	变压器	(31)
8.2	电气主接线	(32)
8.3	站用电系统	(33)
8.4	直流系统	(34)
8.5	配电装置	(35)
8.6	无功补偿装置	(35)
8.7	电气二次	(35)
8.8	过电压保护和接地	(36)
8.9	电缆选择与敷设	(37)
9	接入系统	(38)
9.1	一般规定	(38)
9.2	并网要求	(38)
9.3	继电保护	(42)
9.4	自动化	(43)
9.5	通信	(44)
9.6	电能计量	(45)
10	建筑与结构	(46)
10.1	一般规定	(46)
10.2	地面光伏电站建筑	(46)
10.3	屋顶及建筑一体化	(47)
10.4	结构	(48)
11	给排水、暖通与空调	(51)
11.1	给排水	(51)
11.2	暖通与空调	(51)
12	环境保护与水土保持	(54)
12.1	一般规定	(54)
12.2	污染防治	(54)

12.3	水土保持	(55)
13	劳动安全与职业卫生	(56)
14	消防	(58)
14.1	建(构)筑物火灾危险性分类	(58)
14.2	变压器及其他带油电气设备	(61)
14.3	电缆	(62)
14.4	建(构)筑物的安全疏散和建筑构造	(62)
14.5	消防给水、灭火设施及火灾自动报警	(63)
14.6	消防供电及应急照明	(66)
附录 A	可能的总辐射日曝辐量	(67)
附录 B	光伏阵列最佳倾角参考值	(68)
附录 C	钢制地锚	(70)
	本规范用词说明	(72)
	引用标准名录	(73)
	附:条文说明	(77)

Contents

1	General provisions	(1)
2	Terms and symbols	(2)
2.1	Terms	(2)
2.2	Symbols	(4)
3	Basic requirement	(7)
4	Site selection	(8)
5	Solar resource analysis	(11)
5.1	General requirements	(11)
5.2	Standard condition and data collection for referenced weather station	(11)
5.3	Basic requirements of site solar radiation observation station	(12)
5.4	Validation and analysis for solar radiation observation data	(12)
6	Photovoltaic power generation systems	(14)
6.1	General requirement	(14)
6.2	Classification for photovoltaic power systems	(14)
6.3	Main equipment selection	(15)
6.4	Photovoltaic array	(16)
6.5	Energy storage system	(17)
6.6	Power generating assessment	(19)
6.7	Tracking system	(19)
6.8	PV stent	(20)
6.9	Concentrator photovoltaic system	(24)

7	Planning for PV power station	(25)
7.1	General planning	(25)
7.2	Planning for PV array	(28)
7.3	Security facilities	(29)
8	Electric	(31)
8.1	Transformer	(31)
8.2	Main wiring system	(32)
8.3	Self Power supply system	(33)
8.4	D C system	(34)
8.5	Equipment for power distribution	(35)
8.6	Equipment for reactive power compensation	(35)
8.7	Secondary electrical system	(35)
8.8	Protection against effects of overvoltage and earth faults	(36)
8.9	Selecting and embedding for wires and cables	(37)
9	Interconnected system	(38)
9.1	General requirement	(38)
9.2	Grid-connected requirement	(38)
9.3	Protective relay	(42)
9.4	Automation	(43)
9.5	Communication	(44)
9.6	Electric energy metering	(45)
10	Building and structure	(46)
10.1	General requirement	(46)
10.2	Architectural structure for terrestrial PV power station	(46)
10.3	Building integrated photovoltaic	(47)
10.4	Structure	(48)
11	Water supply and drainage, heating, ventilation	

and air conditioning	(51)
11.1 Water supply and drainage	(51)
11.2 Heating, ventilation and air conditioning	(51)
12 Protection against environment pollution	
and soil erosion	(54)
12.1 General requirement	(54)
12.2 Protection against environment pollution	(54)
12.3 Protection against soil erosion	(55)
13 Labour safety and industrial sanitation	(56)
14 Protection against fire hazards	(58)
14.1 Risk classification for building fire	(58)
14.2 Transformer and other oil-immersed electrical equipment	(61)
14.3 Cables	(62)
14.4 Architectural structure for emergency	(62)
14.5 Firehydrant and alarm	(63)
14.6 Emergency power supply	(66)
Appendix A Daily radiation estimation by month	
versus altitude	(67)
Appendix B Recommended value of optimal inclination	
angle for PV array	(68)
Appendix C Steel anchor	(70)
Explanation of wording in this code	(72)
List of quoted standards	(73)
Addition;Explanation of provisions	(77)

1 总 则

1.0.1 为了进一步贯彻落实国家有关法律、法规和政策,充分利用太阳能资源,优化国家能源结构,建立安全的能源供应体系,推广光伏发电技术的应用,规范光伏电站设计行为,促进光伏电站建设健康、有序发展,制定本规范。

1.0.2 本规范适用于新建、扩建或改建的并网光伏电站和100kW_p及以上的独立光伏电站。

1.0.3 并网光伏电站建设应进行接入电网技术方案的可行性研究。

1.0.4 光伏电站设计除符合本规范外,尚应符合国家现行有关标准的规定。

2 术语和符号

2.1 术 语

2.1.1 光伏组件 PV module

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

2.1.2 光伏组件串 photovoltaic modules string

在光伏发电系统中,将若干个光伏组件串联后,形成具有一定直流电输出的电路单元。

2.1.3 光伏发电单元 photovoltaic (PV) power unit

光伏电站中,以一定数量的光伏组件串,通过直流汇流箱汇集,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。又称单元发电模块。

2.1.4 光伏方阵 PV array

将若干个光伏组件在机械和电气上按一定方式组装在一起并且有固定的支撑结构而构成的直流发电单元。又称光伏阵列。

2.1.5 光伏发电系统 photovoltaic (PV) power generation system

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。

2.1.6 光伏电站 photovoltaic (PV) power station

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。

2.1.7 辐射式连接 radial connection

各个光伏发电单元分别用断路器与发电站母线连接。

2.1.8 “T”接式连接 tapped connection

若干个光伏发电单元并联后通过一台断路器与光伏电站母线连接。

2.1.9 跟踪系统 tracking system

通过支架系统的旋转对太阳入射方向进行实时跟踪,从而使光伏方阵受光面接收尽量多的太阳辐照量,以增加发电量的系统。

2.1.10 单轴跟踪系统 single-axis tracking system

绕一维轴旋转,使得光伏组件受光面在一维方向尽可能垂直于太阳光的入射角的跟踪系统。

2.1.11 双轴跟踪系统 double-axis tracking system

绕二维轴旋转,使得光伏组件受光面始终垂直于太阳光的入射角的跟踪系统。

2.1.12 集电线路 collector line

在分散逆变、集中并网的光伏发电系统中,将各个光伏组件串输出的电能,经汇流箱汇流至逆变器,并通过逆变器输出端汇集到发电母线的直流和交流输电线路。

2.1.13 公共连接点 point of common coupling(PCC)

电网中一个以上用户的连接处。

2.1.14 并网点 point of coupling(POC)

对于有升压站的光伏发电站,指升压站高压侧母线或节点。对于无升压站的光伏发电站,指光伏电站的输出汇总点。

2.1.15 孤岛现象 islanding

在电网失压时,光伏电站仍保持对失压电网中的某一部分线路继续供电的状态。

2.1.16 计划性孤岛现象 intentional islanding

按预先设置的控制策略,有计划地出现的孤岛现象。

2.1.17 非计划性孤岛现象 unintentional islanding

非计划、不受控出现的孤岛现象。

2.1.18 防孤岛 Anti-islanding

防止非计划性孤岛现象的发生。

2.1.19 峰值日照时数 peak sunshine hours

一段时间内的辐照度积分总量相当于辐照度为 $1\text{kW}/\text{m}^2$ 的光源所持续照射的时间,其单位为小时(h)。

2.1.20 低电压穿越 low voltage ride through

当电力系统故障或扰动引起光伏电站并网点电压跌落时,在一定的电压跌落范围和时间间隔内,光伏电站能够保证不脱网连续运行。

2.1.21 光伏电站年峰值日照时数 annual peak sunshine hours of PV station

将光伏方阵面上接收到的年太阳总辐照量,折算成辐照度 $1\text{kW}/\text{m}^2$ 下的小时数。

2.1.22 法向直接辐射辐照度 direct normal irradiance(DNI)

到达地表与太阳光线垂直的表面上的太阳辐射强度。

2.1.23 安装容量 capacity of installation

光伏电站中安装的光伏组件的标称功率之和,计量单位是峰瓦(W_p)。

2.1.24 峰瓦 watts peak

光伏组件或光伏方阵在标准测试条件下,最大功率点的输出功率的单位。

2.1.25 真太阳时 solar time

以太阳时角作标准的计时系统,真太阳时以日面中心在该地的上中天的时刻为零时。

2.2 符 号

2.2.1 能量、功率

C_c ——储能电池的容量($\text{kW} \cdot \text{h}$);

E_p ——上网发电量($\text{kW} \cdot \text{h}$);

E_s ——标准条件下的辐照度(常数= $1\text{kW}/\text{m}^2$);

H_A ——水平面太阳能总辐照量($\text{kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2$);

P_{AZ} ——组件安装容量(kW_p)；

P_O ——平均电负荷容量(kW)；

Q ——光伏阵列倾斜面年总辐照量($\text{kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2$)。

2.2.2 电压

U_N ——光伏电站并网点的电网标称电压(kV)；

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)；

V_{oc} ——光伏组件的开路电压(V)；

V_{pm} ——光伏电池组件的工作电压(V)。

2.2.3 温度、时间

D ——最长无日照期间用电时数(h)；

T_p ——光伏阵列倾斜面年峰值日照时数(h)；

t ——光伏组件工作条件下的极限低温($^{\circ}\text{C}$)；

t' ——光伏组件工作条件下的极限高温($^{\circ}\text{C}$)。

2.2.4 无量纲系数

F ——储能电池放电效率的修正系数(通常取 1.05)；

K ——综合效率系数；

K_a ——包括逆变器等交流回路的损耗率(通常为 0.7~0.8)；

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；

N ——光伏组件的串联数(N 取整)；

U ——储能电池的放电深度(取 0.5~0.8)。

2.2.5 结构系数

C ——结构构件达到正常使用要求所规定的变形限值；

R ——结构构件承载力的设计值；

S ——荷载效应(和地震作用效应)组合的设计值；

γ_0 ——重要性系数；

γ_{RE} ——承载力抗震调整系数；

- γ_G ——永久荷载分项系数；
- γ_W ——风荷载分项系数；
- γ_t ——温度作用分项系数；
- γ_s ——雪荷载的分项系数；
- γ_{Eh} ——水平地震作用分项系数；
- S_{GK} ——永久荷载效应标准值；
- S_{tK} ——温度作用标准值效应；
- S_{wK} ——风荷载效应标准值；
- S_{sK} ——雪荷载效应标准值；
- S_{EhK} ——水平地震作用标准值效应；
- Ψ_t ——温度作用组合值系数；
- Ψ_s ——雪荷载的组合值系数；
- Ψ_w ——风荷载的组合值系数。

3 基本规定

- 3.0.1** 光伏电站设计应综合考虑日照条件、土地和建筑条件、安装和运输条件等因素,并应满足安全可靠、经济适用、环保、美观、便于安装和维护的要求。
- 3.0.2** 光伏电站设计在满足安全性和可靠性的同时,应优先采用新技术、新工艺、新设备、新材料。
- 3.0.3** 大、中型光伏电站内宜装设太阳能辐射现场观测装置。
- 3.0.4** 光伏电站的系统配置应保证输出电力的电能质量符合国家现行相关标准的规定。
- 3.0.5** 接入公用电网的光伏发电站应安装经当地质量技术监督机构认可的电能计量装置,并经校验合格后投入使用。
- 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。
- 3.0.8** 光伏电站设计时应应对站址及其周围区域的工程地质情况进行勘探和调查,查明站址的地形地貌特征、结构和主要地层的分布及物理力学性质、地下水条件等。
- 3.0.9** 光伏电站中的所有设备和部件,应符合国家现行相关标准的规定,主要设备应通过国家批准的认证机构的产品认证。

4 站 址 选 择

4.0.1 光伏电站的站址选择应根据国家可再生能源中长期发展规划、地区自然条件、太阳能资源、交通运输、接入电网、地区经济发展规划、其他设施等因素全面考虑；在选址工作中，应从全局出发，正确处理与相邻农业、林业、牧业、渔业、工矿企业、城市规划、国防设施和人民生活等各方面的关系。

4.0.2 光伏电站选址时，应结合电网结构、电力负荷、交通、运输、环境保护要求，出线走廊、地质、地震、地形、水文、气象、占地拆迁、施工以及周围工矿企业对电站的影响等条件，拟订初步方案，通过全面的技术经济比较和经济效益分析，提出论证和评价。当有多个候选站址时，应提出推荐站址的排序。

4.0.3 光伏电站防洪设计应符合下列要求：

1 按不同规划容量，光伏电站的防洪等级和防洪标准应符合表 4.0.3 的规定。对于站内地面低于上述高水位的区域，应有防洪措施。防排洪措施宜在首期工程中按规划容量统一规划，分期实施。

表 4.0.3 光伏电站的防洪等级和防洪标准

防 洪 等 级	规划容量(MW)	防洪标准(重现期)
I	>500	≥100 年一遇的高水(潮)位
II	30~500	≥50 年一遇的高水(潮)位
III	<30	≥30 年一遇的高水(潮)位

2 位于海滨的光伏发电站设置防洪堤(或防浪堤)时，其堤顶标高应依据本规范表 4.0.3 中防洪标准(重现期)的要求，应按照重现期为 50 年波列累计频率 1% 的浪爬高加上 0.5m 的安全超高确定。

3 位于江、河、湖旁的光伏发电站设置防洪堤时,其堤顶标高应按本规范表 4.0.3 中防洪标准(重现期)的要求,加 0.5m 的安全超高确定;当受风、浪、潮影响较大时,尚应再加重现期为 50 年的浪爬高。

4 在以内涝为主的地区建站并设置防洪堤时,其堤顶标高应按 50 年一遇的设计内涝水位加 0.5m 的安全超高确定;难以确定时,可采用历史最高内涝水位加 0.5m 的安全超高确定。如有排涝设施时,则应按设计内涝水位加 0.5m 的安全超高确定。

5 对位于山区的光伏发电站,应设防山洪和排山洪的措施,防排设施应按频率为 2% 的山洪设计。

6 当站区不设防洪堤时,站区设备基础顶标高和建筑物室外地坪标高不应低于本规范表 4.0.3 中防洪标准(重现期)或 50 年一遇最高内涝水位的要求。

4.0.4 地面光伏电站站址宜选择在地势平坦的地区或北高南低的坡度地区。坡屋面光伏电站的建筑主要朝向宜为南或接近南向,宜避开周边障碍物对光伏组件的遮挡。

4.0.5 选择站址时,应避开空气经常受悬浮物严重污染的地区。

4.0.6 选择站址时,应避开危岩、泥石流、岩溶发育、滑坡的地段和发震断裂地带等地质灾害易发区。

4.0.7 当站址选择在采空区及其影响范围内时,应进行地质灾害危险性评估,综合评价地质灾害危险性的程度,提出建设站址适宜性的评价意见,并应采取相应的防范措施。

4.0.8 光伏电站宜建在地震烈度为 9 度及以下地区。在地震烈度为 9 度以上地区建站时,应进行地震安全性评价。

4.0.9 光伏电站站址应避让重点保护的文化遗址,不应设在有开采价值的露天矿藏或地下浅层矿区上。

站址地下深层压有文物、矿藏时,除应取得文物、矿藏有关部门同意的文件外,还应对站址在文物和矿藏开挖后的安全性进行评估。

4.0.10 光伏电站站址选择应利用非可耕地和劣地,不应破坏原有水系,做好植被保护,减少土石方开挖量,并应节约用地,减少房屋拆迁和人口迁移。

4.0.11 光伏电站站址选择应考虑电站达到规划容量时接入电力系统的出线走廊。

4.0.12 条件合适时,可在风电场内建设光伏电站。

5 太阳能资源分析

5.1 一般规定

5.1.1 光伏电站设计应对站址所在地的区域太阳能资源基本状况进行分析,并对相关的地理条件和气候特征进行适应性分析。

5.1.2 当对光伏电站进行太阳能总辐射量及其变化趋势等太阳能资源分析时,应选择站址所在地附近有太阳辐射长期观测记录的气象站作为参考气象站。

5.1.3 当利用现场观测数据进行太阳能资源分析时,现场观测数据应连续,且不应少于一年。

5.1.4 大型光伏电站建设前期宜先在站址所在地设立太阳辐射现场观测站,现场观测记录的周期不应少于一个完整年。

5.2 参考气象站基本条件和数据采集

5.2.1 参考气象站应具有连续 10 年以上的太阳辐射长期观测记录。

5.2.2 参考气象站所在地与光伏电站站址所在地的气候特征、地理特征应基本一致。

5.2.3 参考气象站的辐射观测资料与光伏电站站址现场太阳辐射观测装置的同期辐射观测资料应具有较好的相关性。

5.2.4 参考的气象站采集的信息应包括下列内容:

1 气象站长期观测记录所采用的标准、辐射仪器型号、安装位置、高程、周边环境状况,以及建站以来的站址迁移、辐射设备维护记录、周边环境变动等基本情况和时间。

2 最近连续 10 年以上的逐年各月的总辐射量、直接辐射量、散射辐射量、日照时数的观测记录,且与站址现场观测站同期至少

一个完整年的逐小时的观测记录。

3 最近连续 10 年的逐年各月最大辐照度的平均值。

4 近 30 年来的多年月平均气温、极端最高气温、极端最低气温、昼间最高气温、昼间最低气温。

5 近 30 年来的多年平均风速、多年极大风速及发生时间、主导风向，多年最大冻土深度和积雪厚度，多年年平均降水量和蒸发量。

6 近 30 年来的连续阴雨天数、雷暴日数、冰雹次数、沙尘暴次数、强风次数等灾害性天气情况。

5.3 太阳辐射现场观测站基本要求

5.3.1 在光伏发电站站址处宜设置太阳能辐射现场观测站，观测内容应包括总辐射量、直射辐射量、散射辐射量、最大辐照度、气温、湿度、风速、风向等的实测时间序列数据，且应按照现行行业标准《地面气象观测规范》QX/T 55 的规定进行安装和实时观测记录。

5.3.2 对于按最佳固定倾角布置光伏方阵的大型光伏电站，宜增设在设计确定的最佳固定倾角面上的日照辐射观测项目。

5.3.3 对于有斜单轴或平单轴跟踪装置的大型光伏电站，宜增设在设计确定的斜单轴或平单轴跟踪受光面上的日照辐射观测项目。

5.3.4 对于高倍聚光光伏电站，应增设法向直接辐射辐照度（DNI）的观测项目。

5.3.5 现场实时观测数据宜采用有线或无线通信信道直接传送。

5.4 太阳辐射观测数据验证与分析

5.4.1 对太阳辐射观测数据应进行完整性检验，观测数据应符合下列要求：

1 观测数据的实时观测时间顺序应与预期的时间顺序相同。

2 按某时间顺序实时记录的观测数据量应与预期记录的数据量相等。

5.4.2 对太阳辐射观测数据应依据日天文辐射量等进行合理性检验,观测数据应符合下列要求:

1 总辐射最大辐照度小于 $2\text{kW}/\text{m}^2$ 。

2 散射辐射数值小于总辐射数值。

3 日总辐射量小于可能的日总辐射量,可能的日总辐射量应符合本规范附录 A 的规定。

5.4.3 太阳辐射观测数据经完整性和合理性检验后,其中不合理和缺测的数据应进行修正,并补充完整。其他可供参考的同期记录数据经过分析处理后,可填补无效或缺测的数据,形成完整的长序列观测数据。

5.4.4 光伏电站太阳能资源分析宜包括下列内容:

1 长时间序列的年总辐射量变化和各月总辐射量年际变化。

2 10 年以上的年总辐射量平均值和月总辐射量平均值。

3 最近三年内连续 12 个月各月辐射量日变化及各月典型日辐射量小时变化。

4 总辐射最大辐照度。

5.4.5 当光伏方阵采用固定倾角、斜单轴、平单轴、斜面垂直单轴或双轴跟踪布置时,应依据电站使用年限内的平均年总辐射量预测值进行固定倾角、斜单轴、平单轴、斜面垂直单轴或双轴跟踪受光面上的平均年总辐射量预测。

6 光伏发电系统

6.1 一般规定

6.1.1 大、中型地面光伏电站的发电系统宜采用多级汇流、分散逆变、集中并网系统；分散逆变后宜就地升压，升压后集电线路回路数及电压等级应经技术经济比较后确定。

6.1.2 光伏发电系统中，同一个逆变器接入的光伏组件串的电压、方阵朝向、安装倾角宜一致。

6.1.3 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，系统中所采用的设备和材料的最高允许电压应不低于该设计电压。

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的实际最大直流输出功率。

6.1.5 光伏组件串的最大功率工作电压变化范围应在逆变器的最大功率跟踪电压范围内。

6.1.6 独立光伏发电系统的安装容量应根据负载所需电能和当地日照条件来确定。

6.1.7 光伏方阵设计应便于光伏组件表面的清洗，当站址所在地的大气环境较差、组件表面污染较严重且又无自洁能力时，应设置清洗系统或配置清洗设备。

6.2 光伏发电系统分类

6.2.1 光伏发电系统按是否接入公共电网可分为并网光伏发电系统和独立光伏发电系统。

6.2.2 并网光伏发电系统按接入并网点不同可分为用户侧光

光伏发电系统和电网侧光伏发电系统。

6.2.3 光伏发电系统按安装容量可分为下列三种系统：

1 小型光伏发电系统：安装容量小于或等于 1MW_p 。

2 中型光伏发电系统：安装容量大于 1MW_p 和小于或等于 30MW_p 。

3 大型光伏发电系统：安装容量大于 30MW_p 。

6.2.4 光伏发电系统按是否与建筑结合可分为与建筑结合的光伏发电系统和地面光伏发电系统。

6.3 主要设备选择

6.3.1 光伏组件可分为晶体硅光伏组件、薄膜光伏组件和聚光光伏组件三种类型。

6.3.2 光伏组件应根据类型、峰值功率、转换效率、温度系数、组件尺寸和重量、功率辐照度特性等技术条件进行选择。

6.3.3 光伏组件应按太阳辐照度、工作温度等使用环境条件进行性能参数校验。

6.3.4 光伏组件的类型应按下列条件选择：

1 依据太阳辐射量、气候特征、场地面积等因素，经技术经济比较确定。

2 太阳辐射量较高、直射分量较大的地区宜选用晶体硅光伏组件或聚光光伏组件。

3 太阳辐射量较低、散射分量较大、环境温度较高的地区宜选用薄膜光伏组件。

4 在与建筑相结合的光伏发电系统中，当技术经济合理时，宜选用与建筑结构相协调的光伏组件。建材型的光伏组件，应符合相应建筑材料或构件的技术要求。

6.3.5 用于并网光伏发电系统的逆变器性能应符合接入公用电网相关技术要求的规定，并具有有功功率和无功功率连续可调功能。用于大、中型光伏电站的逆变器还应具有低电压穿越

功能。

6.3.6 逆变器应按型式、容量、相数、频率、冷却方式、功率因数、过载能力、温升、效率、输入输出电压、最大功率点跟踪(MPPT)、保护和监测功能、通信接口、防护等级等技术条件进行选择。

6.3.7 逆变器应按环境温度、相对湿度、海拔高度、地震烈度、污秽等级等使用环境条件进行校验。

6.3.8 湿热带、工业污秽严重和沿海滩涂地区使用的逆变器,应考虑潮湿、污秽及盐雾的影响。

6.3.9 海拔高度在 2000m 及以上高原地区使用的逆变器,应选用高原型(G)产品或采取降容使用措施。

6.3.10 汇流箱应依据型式、绝缘水平、电压、温升、防护等级、输入输出回路数、输入输出额定电流等技术条件进行选择。

6.3.11 汇流箱应按环境温度、相对湿度、海拔高度、污秽等级、地震烈度等使用环境条件进行性能参数校验。

6.3.12 汇流箱应具有下列保护功能:

1 应设置防雷保护装置。

2 汇流箱的输入回路宜具有防逆流及过流保护;对于多级汇流光伏发电系统,如果前级已有防逆流保护,则后级可不做防逆流保护。

3 汇流箱的输出回路应具有隔离保护措施。

4 宜设置监测装置。

6.3.13 室外汇流箱应有防腐、防锈、防暴晒等措施,汇流箱箱体的防护等级不低于 IP 54。

6.4 光伏方阵

6.4.1 光伏方阵可分为固定式和跟踪式两类,选择何种方式应根据安装容量、安装场地面积和特点、负荷的类别和运行管理方式,由技术经济比较确定。

6.4.2 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应按下列公式计算:

$$N \leq \frac{V_{dcmax}}{V_{oc} \times [1 + (t - 25) \times K_v]} \quad (6.4.2-1)$$

$$\frac{V_{mpptmin}}{V_{pm} \times [1 + (t' - 25) \times K'_v]} \leq N \leq \frac{V_{mpptmax}}{V_{pm} \times [1 + (t - 25) \times K'_v]} \quad (6.4.2-2)$$

式中: 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;

N ——光伏组件的串联数(N 取整);

t ——光伏组件工作条件下的极限低温($^{\circ}\text{C}$);

t' ——光伏组件工作条件下的极限高温($^{\circ}\text{C}$);

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);

V_{oc} ——光伏组件的开路电压(V);

V_{pm} ——光伏组件的工作电压(V)。

6.4.3 光伏方阵采用固定式布置时,最佳倾角应结合站址当地的多年月平均辐照度、直射分量辐照度、散射分量辐照度、风速、雨水、积雪等气候条件进行设计,并宜符合下列要求:

1 对于并网光伏发电系统,倾角宜使光伏方阵的倾斜面上受到的全年辐照量最大。

2 对于独立光伏发电系统,倾角宜使光伏方阵的最低辐照度月份倾斜面上受到较大的辐照量。

3 对于有特殊要求或土地成本较高的光伏电站,可根据实际需要,经技术经济比较后确定光伏方阵的设计倾角和阵列行距。

6.5 储能系统

6.5.1 独立光伏电站应配置恰当容量的储能装置,并满足向负载提供持续、稳定电力的要求。并网光伏电站可根据实际需要

配置恰当容量的储能装置。

6.5.2 独立光伏电站配置的储能系统容量应根据当地日照条件、连续阴雨天数、负载的电能需要和所配储能电池的技术特性来确定。

储能电池的容量应按下式计算：

$$C_c = DFP_0 / (UK_a) \quad (6.5.2)$$

式中： C_c ——储能电池容量(kW·h)；

D ——最长无日照期间用电时数(h)；

F ——储能电池放电效率的修正系数(通常为1.05)；

P_0 ——平均负荷容量(kW)；

U ——储能电池的放电深度(0.5~0.8)；

K_a ——包括逆变器等交流回路的损耗率(通常为0.7~0.8)。

6.5.3 用于光伏电站的储能电池宜根据储能效率、循环寿命、能量密度、功率密度、响应时间、环境适应能力、充放电效率、自放电率、深放电能力等技术条件进行选择。

6.5.4 光伏电站储能系统应采用在线检测装置进行智能化实时检测，应具有在线识别电池组落后单体、判断储能电池整体性能、充放电管理等功能，宜具有人机界面和通讯接口。

6.5.5 光伏电站储能系统宜选用大容量单体储能电池，减少并联数，并宜采用储能电池组分组控制充放电。

6.5.6 充电控制器应依据型式、额定电压、额定电流、输入功率、温升、防护等级、输入输出回路数、充放电电压、保护功能等技术条件进行选择。

6.5.7 充电控制器应按环境温度、相对湿度、海拔高度、地震烈度等使用环境条件进行校验。

6.5.8 充电控制器应具有短路保护、过负荷保护、蓄电池过充(放)保护、欠(过)压保护及防雷保护功能，必要时应具备温度补偿、数据采集和通信功能。

6.5.9 充电控制器宜选用低能耗节能型产品。

6.6 发电量计算

6.6.1 光伏电站发电量预测应根据站址所在地的太阳能资源情况,并考虑光伏电站系统设计、光伏方阵布置和环境条件等各种因素后计算确定。

6.6.2 光伏电站上网电量可按下式计算:

$$E_p = H_A \times \frac{P_{AZ}}{E_s} \times K \quad (6.6.2)$$

式中: H_A ——水平面太阳能总辐照量($\text{kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2$, 峰值小时数);

E_p ——上网发电量($\text{kW} \cdot \text{h}$);

E_s ——标准条件下的辐照度(常数= $1\text{kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2$);

P_{AZ} ——组件安装容量(kWp);

K ——综合效率系数。综合效率系数 K 包括:光伏组件类型修正系数、光伏方阵的倾角、方位角修正系数、光伏发电系统可用率、光照利用率、逆变器效率、集电线路损耗、升压变压器损耗、光伏组件表面污染修正系数、光伏组件转换效率修正系数。

6.7 跟踪系统

6.7.1 跟踪系统可分为单轴跟踪系统和双轴跟踪系统。

6.7.2 跟踪系统的控制方式可分为主动控制方式、被动控制方式和复合控制方式。

6.7.3 跟踪系统的设计应符合下列要求:

- 1 跟踪系统的支架应根据不同地区特点采取相应的防护措施。
- 2 跟踪系统宜有通讯端口。
- 3 在跟踪系统的运行过程中,光伏方阵组件串的最下端与地面的距离不宜小于 300mm。

6.7.4 跟踪系统的选择应符合下列要求:

- 1 跟踪系统的选型应结合安装地点的环境情况、气候特征等

因素,经技术经济比较后确定。

2 水平单轴跟踪系统宜安装在低纬度地区。

3 倾斜单轴和斜面垂直单轴跟踪系统宜安装在中、高纬度地区。

4 双轴跟踪系统宜安装在中、高纬度地区。

5 容易对传感器产生污染的地区不宜选用被动控制方式的跟踪系统。

6 宜具备在紧急状态下通过远程控制将跟踪系统的角度调整至受风最小位置的功能。

6.7.5 跟踪系统的跟踪精度应符合下列规定:

1 单轴跟踪系统跟踪精度不应低于 $\pm 5^\circ$ 。

2 双轴跟踪系统跟踪精度不应低于 $\pm 2^\circ$ 。

3 线聚焦跟踪系统跟踪精度不应低于 $\pm 1^\circ$ 。

4 点聚焦跟踪系统跟踪精度不应低于 $\pm 0.5^\circ$ 。

6.8 光 伏 支 架

6.8.1 光伏支架应结合工程实际选用材料、设计结构方案和构造措施,保证支架结构在运输、安装和使用过程中满足强度、稳定性和刚度要求,并符合抗震、抗风和防腐等要求。

6.8.2 光伏支架材料宜采用钢材,材质的选用和支架设计应符合现行国家标准《钢结构设计规范》GB 50017 的规定。

6.8.3 支架应按承载能力极限状态计算结构和构件的强度、稳定性以及连接强度,按正常使用极限状态计算结构和构件的变形。

6.8.4 按承载能力极限状态设计结构构件时,应采用荷载效应的基本组合或偶然组合。荷载效应组合的设计值应按下式验算:

$$\gamma_0 S \leq R \quad (6.8.4)$$

式中: γ_0 ——重要性系数。光伏支架的设计使用年限宜为 25 年,安全等级为三级,重要性系数不小于 0.95;在抗震设计中,不考虑重要性系数;

S ——荷载效应组合的设计值;

R ——结构构件承载力的设计值。在抗震设计时,应除以承载力抗震调整系数 γ_{RE} , γ_{RE} 按现行国家标准《构筑物抗震设计规范》GB 50191 的规定取值。

6.8.5 按正常使用极限状态设计结构构件时,应采用荷载效应的标准组合。荷载效应组合的设计值应按下列公式验算:

$$S \leq C \quad (6.8.5)$$

式中: S ——荷载效应组合的设计值;

C ——结构构件达到正常使用要求所规定的变形限值。

6.8.6 在抗震设防地区,支架应进行抗震验算。

6.8.7 支架的荷载和荷载效应计算应符合下列规定:

1 风荷载、雪荷载和温度荷载应按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 中 25 年一遇的荷载数值取值。地面和楼顶支架风荷载的体型系数取 1.3。建筑物立面安装的支架风荷载的确定应符合现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 的要求。

2 无地震作用效应组合时,荷载效应组合的设计值应按下列公式计算:

$$S = \gamma_G S_{GK} + \gamma_w \Psi_w S_{wK} + \gamma_s \Psi_s S_{sK} + \gamma_t \Psi_t S_{tK} \quad (6.8.7-1)$$

式中: S ——荷载效应组合的设计值;

γ_G ——永久荷载分项系数;

S_{GK} ——永久荷载效应标准值;

S_{wK} ——风荷载效应标准值;

S_{sK} ——雪荷载效应标准值;

S_{tK} ——温度作用标准值效应;

γ_w 、 γ_s 、 γ_t ——风荷载、雪荷载和温度作用的分项系数,取 1.4;

Ψ_w 、 Ψ_s 、 Ψ_t ——风荷载、雪荷载和温度作用的组合值系数。

3 无地震作用效应组合时,位移计算采用的各荷载分项系数均应取 1.0;承载力计算时,无地震作用荷载组合值系数应符合表 6.8.7-1 的规定。

表 6.8.7-1 无地震作用组合荷载组合值系数

荷 载 组 合	Ψ_w	Ψ_t	Ψ_i
永久荷载、风荷载和温度作用	1.0		0.6
永久荷载、雪荷载和温度作用	—	1.0	0.6
永久荷载、温度作用和风荷载	0.6	—	1.0
永久荷载、温度作用和雪荷载	—	0.6	1.0

注：表中“—”号表示组合中不考虑该项荷载或作用效应。

4 有地震作用效应组合时，荷载效应组合的设计值应按下式计算：

$$S = \gamma_G S_{GK} + \gamma_{Eh} S_{EhK} + \gamma_w \Psi_w S_{wK} + \gamma_t \Psi_t S_{tK} \quad (6.8.7-2)$$

式中：S——荷载效应和地震作用效应组合的设计值；

γ_{Eh} ——水平地震作用分项系数；

S_{EhK} ——水平地震作用标准值效应；

Ψ_w ——风荷载的组合值系数，应取 0.6；

Ψ_t ——温度作用的组合值系数，应取 0.2。

5 有地震作用效应组合时，位移计算采用的各荷载分项系数均应取 1.0；承载力计算时，有地震作用组合的荷载分项系数应符合表 6.8.7-2 的规定。

表 6.8.7-2 有地震作用组合荷载分项系数

荷 载 组 合	γ_G	γ_{Eh}	γ_w	γ_t
永久荷载和水平地震作用	1.2	1.3	—	—
永久荷载、水平地震作用、风荷载及温度作用	1.2	1.3	1.4	1.4

注：1 γ_G ：当永久荷载效应对结构承载力有利时，应取 1.0；

2 表中“—”号表示组合中不考虑该项荷载或作用效应。

6 支架设计时，应对施工检修荷载进行验算，并应符合下列规定：

1) 施工检修荷载宜取 1kN，也可按实际荷载取用并作用于支架最不利位置；

2) 进行支架构件承载力验算时，荷载组合应取永久荷载和

施工检修荷载,永久荷载的分项系数取 1.2,施工或检修荷载的分项系数取 1.4;

3) 进行支架构件位移验算时,荷载组合应取永久荷载和施工检修荷载,分项系数均应取 1.0。

6.8.8 钢支架及构件的变形应符合下列规定:

1 风荷载取标准值或在地震作用下,支架的柱顶位移不应大于柱高的 $1/60$ 。

2 受弯构件的挠度容许值不应超过表 6.8.8 的规定。

表 6.8.8 受弯构件的挠度容许值

受 弯 构 件		挠度容许值
主 梁		$L/250$
次 梁	无边框光伏组件	$L/250$
	其 他	$L/200$

注: L 为受弯构件的跨度。对悬臂梁, L 为悬伸长度的 2 倍。

6.8.9 钢支架的构造应符合下列规定:

1 用于次梁的板厚不宜小于 1.5mm,用于主梁和柱的板厚不宜小于 2.5mm,当有可靠依据时板厚可取 2mm。

2 受压和受拉构件的长细比限值应符合表 6.8.9 的规定。

表 6.8.9 受压和受拉构件的长细比限值

构 件 类 别		容许长细比
受压构件	主要承重构件	180
	其他构件、支撑等	220
受拉构件	主要构件	350
	柱间支撑	300
	其他支撑	400

注:对承受静荷载的结构,可仅计算受拉构件在竖向平面内的长细比。

6.8.10 支架的防腐应符合下列要求:

1 支架在构造上应便于检查和清刷。

2 钢支架防腐宜采用热镀浸锌,镀锌层平均厚度不应小于

55 μm 。

3 当铝合金材料与除不锈钢以外的其他金属材料或与酸、碱性的非金属材料接触、紧固时,宜采取隔离措施。

4 铝合金支架应进行表面防腐处理,可采用阳极氧化处理措施,阳极氧化膜的最小厚度应符合表 6.8.10 的规定。

表 6.8.10 氧化膜的最小厚度

腐蚀等级	最小平均膜厚(μm)	最小局部膜厚(μm)
弱腐蚀	15	12
中等腐蚀	20	16
强腐蚀	25	20

6.9 聚光光伏系统

6.9.1 聚光光伏系统应包括聚光系统和跟踪系统。

6.9.2 线聚焦聚光宜采用单轴跟踪系统,点聚焦聚光应采用双轴跟踪系统。

6.9.3 聚光光伏系统的选择应符合下列要求:

1 采用水平单轴跟踪系统的线聚焦聚光光伏系统宜安装在低纬度且直射光分量较大地区。

2 采用倾斜单轴跟踪系统的线聚焦聚光光伏系统宜安装在中、高纬度且直射光分量较大地区。

3 点聚焦聚光光伏系统宜安装在直射光分量较大地区。

6.9.4 用于光伏电站的聚光光伏系统应符合下列要求:

1 聚光组件应通过国家相关认证机构的产品认证,并具有良好的散热性能。

2 具有有效的防护措施,应能保证设备在当地极端环境下安全、长效运行。

3 用于低倍聚光的跟踪系统,其跟踪精度不应低于 $\pm 1^\circ$,用于高倍聚光的跟踪系统,其跟踪精度不应低于 $\pm 0.5^\circ$ 。

7 站 区 布 置

7.1 站区总平面布置

7.1.1 光伏发电站的站区总平面应根据发电站的生产、施工和生活需要,结合站址及其附近地区的自然条件和建设规划进行布置,应对站区供排水设施、交通运输、出线走廊等进行研究,立足近期,远近结合,统筹规划。

7.1.2 光伏发电站的站区总平面布置应贯彻节约用地的原则,通过优化,控制全站生产用地、生活区用地和施工用地的面积;用地范围应根据建设和施工的需要按规划容量确定,宜分期、分批征用和租用。

7.1.3 光伏发电站的站区总平面设计应包括下列内容:

- 1 光伏方阵。
- 2 升压站(或开关站)。
- 3 站内集电线路。
- 4 就地逆变升压站。
- 5 站内道路。
- 6 其他防护功能设施(防洪、防雷、防火)。

7.1.4 光伏发电站的站区总平面布置应符合下列要求:

- 1 交通运输方便。
- 2 协调好站内与站外、生产与生活、生产与施工之间的关系。
- 3 与城镇或工业区规划相协调。
- 4 方便施工,有利扩建。
- 5 合理利用地形、地质条件。
- 6 减少场地的土石方工程量。
- 7 降低工程造价,减少运行费用,提高经济效益。

7.1.5 光伏电站的站区总平面布置还应符合下列要求：

1 站内建筑物应结合日照方位进行布置，合理紧凑；辅助、附属建筑 and 行政管理建筑宜采用联合布置。

2 因地制宜地进行绿化规划，利用空闲场地植树种草，绿地率应满足当地规划部门的绿化要求。

3 升压站（或开关站）及站内建筑物的选址应根据光伏方阵的布置、接入系统的方案、地形、地质、交通、生产、生活和安全等因素确定。

4 站内集电线路的布置应根据光伏方阵的布置、升压站（或开关站）的位置及单回集电线路的输送距离、输送容量、安全距离等确定。

5 站内道路应能满足设备运输、安装和运行维护的要求，并保留可进行大修与吊装的作业面。

7.1.6 大、中型地面光伏电站站区可设两个出入口，其位置应使站内外联系方便。站区主要出入口处主干道行车部分的宽度宜与相衔接的进站道路一致，宜采用 6m；次干道（环形道路）宽度宜采用 4m。通向建筑物出入口处的人行引道的宽度宜与门宽相适应。

7.1.7 地面光伏电站的主要进站道路应与通向城镇的现有公路连接，其连接宜短捷且方便行车，宜避免与铁路线交叉。应根据生产、生活和消防的需要，在站区内各建筑物之间设置行车道路、消防车通道和人行道。站内主要道路可采用泥结碎石路面、混凝土路面或沥青路面。

7.1.8 光伏电站站区的竖向布置，应根据生产要求、工程地质、水文气象条件、场地标高等因素确定，并应符合下列要求：

1 在不设大堤或围堤的站区，升压站（或开关站）区域的室外地坪设计标高应高于设计高水位 0.5m。

2 所有建筑物、构筑物及道路等标高的确定，应满足生产使用方便。地上、地下设施中的基础、管线、管架、管沟、隧道及地下

室等的标高和布置,应统一安排,合理交叉,维修、扩建便利,排水畅通。

3 应减少工程土石方工程量,降低基础处理和场地平整费用,使填方量和挖方量接近平衡。在填、挖方量无法达到平衡时,应落实取土或弃土地点。

4 站区场地的最小坡度及坡向以能较快排除地面水为原则,应与建筑物、道路及场地的雨水窨井、雨水口的设置相适应,并按当地降雨量和场地土质条件等因素确定。

5 地处山坡地区光伏电站的竖向布置,应在满足工艺要求的前提下,合理利用地形,节省土石方量并确保边坡稳定。

7.1.9 站区场地排水系统应根据地形、工程地质、地下水位等因素进行设计,并应符合下列要求:

1 场地的排水系统应按规划容量进行设计,并使每期工程排水畅通。

2 当室外沟道高于设计地坪标高时,应有过水措施,或在沟道的两侧设排水设施。

3 对建在山区或丘陵地区的光伏发电站,在站区边界处应有防止山洪流入站区的设施。

7.1.10 生产建筑物底层地面标高,宜高出室外地面设计标高150mm~300mm,并应根据地质条件计入建筑物沉降的影响。

7.1.11 光伏电站的交通运输、供水和排水、输电线路等站外设施,应在确定站址和落实站内各个主要系统的基础上,根据规划容量和站址的自然条件进行综合规划。

7.1.12 应结合工程具体条件,做好光伏电站的防排洪(涝)规划,充分利用现有防排洪(涝)设施。当必须新建时,可因地制宜地选用防洪(涝)堤、排洪(涝)沟或挡水围墙。

7.1.13 光伏电站的出线走廊,应根据系统规划、输电线出线方向、电压等级和回路数,按光伏电站规划容量,全面规划,避免交叉。

7.1.14 光伏电站的施工区应按规划容量统筹规划,并应符合下列要求:

- 1 布置应紧凑合理,节省用地。
- 2 应按施工流程的要求安排施工临时建筑、材料设备堆置场、施工作业场所及施工临时用水、用电干线路径。
- 3 施工场地排水系统宜单独设置,施工道路宜永临结合。
- 4 利用地形,减少场地平整土石方量,并应避免施工区场地表土层的大面积破坏,防止水土流失。

7.2 光伏方阵布置

7.2.1 光伏方阵应根据站区地形、设备特点和施工条件等因素合理布置。大、中型地面光伏电站的光伏方阵宜采用单元模块化的布置方式。

7.2.2 地面光伏电站的光伏方阵布置应满足下列要求:

- 1 固定式布置的光伏方阵、光伏组件安装方位角宜采用正南方向。
- 2 光伏方阵各排、列的布置间距应保证每天 9:00~15:00 (当地真太阳时)时段内前、后、左、右互不遮挡。
- 3 光伏方阵内光伏组件串的最低点距地面的距离不宜低于 300mm,并应考虑以下因素:

- 1) 当地的最大积雪深度;
- 2) 当地的洪水水位;
- 3) 植被高度。

7.2.3 与建筑相结合的光伏电站的光伏方阵应结合太阳辐照度、风速、雨水、积雪等气候条件及建筑朝向、屋顶结构等因素进行设计,经技术经济比较后确定方位角、倾角和阵列行距。

7.2.4 大、中型地面光伏电站的逆变升压室宜结合光伏方阵单元模块化布置,宜采用就地布置方式。逆变升压室宜根据工艺要求布置在光伏方阵单元模块的中部,且靠近主要通道处。

7.2.5 工艺管线的敷设方式应符合下列要求：

1 工艺管线和管沟宜沿道路布置。地下管线和管沟一般宜敷设在道路行车部分之外。

2 电缆不应与其他管道同沟敷设。

3 管沟、地下管线与建筑物、道路及其他管线的水平距离以及管线交叉时的垂直距离，应根据地下管线和管沟的埋深、建筑物的基础构造及施工、检修等因素综合确定。

7.3 站区安全防护设施

7.3.1 光伏电站宜设置安全防护设施，该设施宜包括：入侵报警系统、视频安防系统和出入口控制系统等，并能相互联动。

7.3.2 安装于室外的安全防护设施应采取防雷、防尘、防雨、防冻等措施。

7.3.3 入侵报警系统设计应按下列要求进行：

1 入侵报警系统设置应符合现行国家标准《入侵报警系统工程设计规范》GB 50394 的规定。

2 入侵报警系统应能与视频监控系统、出入口控制系统等联动。防范区内入侵探测器的设置不得有盲区，系统除应具有本地报警功能外，还宜具有异地报警功能。

3 入侵报警系统的信号传输可采用专用有线传输为主、无线信道传输为辅的传输方式。控制信号电缆及电源线耐压等级、导线及电缆芯线的截面积均应满足传输要求。

4 系统报警应有记录，并能按时间、区域、部位任意编程设防和撤防。系统应具有设备防拆功能、系统自检功能及故障报警功能。

5 主控室内应装有紧急按钮。紧急按钮的设置应隐蔽、安全并便于操作，且应具有防误触发、触发报警自锁、人工复位等功能。

7.3.4 视频安防监控系统设计应符合下列要求：

1 视频安防监控系统设置应符合现行国家标准《视频安防监

控系统工程设计规范》GB 50395 的规定,并应具有对图像信号的分配、切换、存储、还原、远传等功能。

2 系统设计应满足监控区域有效覆盖、布局合理、图像清晰、控制有效的要求。

3 视频监控系统宜与灯光系统联动。监视场所的最低环境照度应高于摄像机要求最低照度(灵敏度)的 10 倍,当被监视场所照度低于所采用摄像机要求的最低照度时,应在摄像机防护罩上或附近加装辅助照明(应急照明)设施。

4 摄像机、解码器等宜由控制中心专线集中供电。距控制中心(机房)较远时,可就地供电,但控制中心应能对其进行开关控制。

7.3.5 出入口控制系统设计应符合下列要求:

1 在建筑物内(外)出入口、重要房间门等处宜设置出入口控制系统,出入口控制系统宜按现行国家标准《出入口控制系统工程设计规范》GB 50396 的要求设计。

2 出入口控制系统宜由出入对象识别装置,出入口信息处理、控制、通信装置及出入口执行机构等三部分组成。

3 系统应与火灾报警系统及其他紧急疏散系统联动,并满足紧急逃生时人员疏散的要求。

8 电 气

8.1 变 压 器

8.1.1 光伏电站升压站主变压器的选择应符合现行行业标准《导体和电器选择设计技术规定》DL/T 5222 的规定,参数宜按现行国家标准《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451、《干式电力变压器技术参数和要求》GB/T 10228、《三相配电变压器能效限定值及节能评价值》GB 20052 或《电力变压器能效限定值及能效等级》GB 24790 的规定进行选择。

8.1.2 光伏电站升压站主变压器的选择应符合下列要求:

- 1 应优先选用自冷式、低损耗电力变压器。
- 2 当无励磁调压电力变压器不能满足电力系统调压要求时,应采用有载调压电力变压器。

3 主变压器容量可按光伏电站的最大连续输出容量进行选取,且宜选用标准容量。

8.1.3 光伏方阵内就地升压变压器的选择应符合下列要求:

- 1 宜选用自冷式、低损耗电力变压器。
- 2 变压器容量可按光伏方阵单元模块最大输出功率选取。
- 3 可选用高压(低压)预装式箱式变电站或变压器、高低压电气设备等组成的装配式变电站。对于在沿海或风沙大的光伏电站,当采用户外布置时,沿海防护等级应达到 IP 65,风沙大的光伏电站防护等级应达到 IP 54。

- 4 就地升压变压器可采用双绕组变压器或分裂变压器。
- 5 就地升压变压器宜选用无励磁调压变压器。

8.2 电气主接线

8.2.1 光伏电站发电单元接线及就地升压变压器的连接应符合下列要求：

1 逆变器与就地升压变压器的接线方案应依据光伏电站的容量、光伏方阵的布局、光伏组件的类别和逆变器的技术参数等条件，经技术经济比较确定。

2 一台就地升压变压器连接两台不自带隔离变压器的逆变器时，宜选用分裂变压器。

8.2.2 光伏电站发电母线电压应根据接入电网的要求和光伏电站的安装容量，经技术经济比较后确定，并宜符合下列规定：

1 光伏电站安装总容量小于或等于 1MW_p 时，宜采用 $0.4\text{kV}\sim 10\text{kV}$ 电压等级。

2 光伏电站安装总容量大于 1MW_p ，且不大于 30MW_p 时，宜采用 $10\text{kV}\sim 35\text{kV}$ 电压等级。

3 光伏电站安装容量大于 30MW_p 时，宜采用 35kV 电压等级。

8.2.3 光伏电站发电母线的接线方式应按本期、远景规划的安装容量、安全可靠、运行灵活性和经济合理性等条件选择，并应符合下列要求：

1 光伏电站安装容量小于或等于 30MW 时，宜采用单母线接线。

2 光伏电站安装容量大于 30MW 时，宜采用单母线或单母线分段接线。

3 当分段时，应采用分段断路器。

8.2.4 光伏电站母线上的短路电流超过所选择的开断设备允许值时，可在母线分段回路中安装电抗器。母线分段电抗器的额定电流应按其中一段母线上所联接的最大容量的电流值选择。

8.2.5 光伏电站内各单元发电模块与光伏发电母线的连接方

式,由运行可靠性、灵活性、技术经济合理性和维修方便等条件综合比较确定,可采用下列连接方式:

1 辐射式连接方式。

2 “T”接式连接方式。

8.2.6 光伏电站母线上的电压互感器和避雷器应合用一组隔离开关,并组装在一个柜内。

8.2.7 光伏电站内 10kV 或 35kV 系统中性点可采用不接地、经消弧线圈接地或小电阻接地方式。经汇集形成光伏电站群的大、中型光伏电站,其站内汇集系统宜采用经消弧线圈接地或小电阻接地的方式。就地升压变压器的低压侧中性点是否接地应依据逆变器的要求确定。

8.2.8 当采用消弧线圈接地时,应装设隔离开关。消弧线圈的容量选择和安装要求应符合现行行业标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620 的规定。

8.2.9 光伏电站 110kV 及以上电压等级的升压站接线方式,应根据光伏电站在电力系统的地位、地区电力网接线方式的要求、负荷的重要性、出线回路数、设备特点、本期和规划容量等条件确定。

8.2.10 220kV 及以下电压等级的母线避雷器和电压互感器宜合用一组隔离开关,110kV~220kV 线路电压互感器与耦合电容器、避雷器、主变压器引出线的避雷器不宜装设隔离开关;主变压器中性点避雷器不应装设隔离开关。

8.3 站用电系统

8.3.1 光伏电站站用电系统的电压宜采用 380V。

8.3.2 380V 站用电系统,应采用动力与照明网络共用的中性点直接接地方式。

8.3.3 站用电工作电源引接方式宜符合下列要求:

1 当光伏电站有发电母线时,宜从发电母线引接供给自用

负荷。

2 当技术经济合理时,可由外部电网引接电源供给发电站自用负荷。

3 当技术经济合理时,就地逆变升压室站用电也可由各发电单元逆变器变流出线侧引接,但升压站(或开关站)站用电应按本条的第1款或第2款中的方式引接。

8.3.4 站用电系统应设置备用电源,其引接方式宜符合下列要求:

1 当光伏电站只有一段发电母线时,宜由外部电网引接电源。

2 当发电母线为单母线分段接线时,可由外部电网引接电源,也可由其中的另一段母线上引接电源。

3 各发电单元的工作电源分别由各自的就地升压变压器低压侧引接时,宜采用邻近的两发电单元互为备用的方式或由外部电网引接电源。

4 工作电源与备用电源间宜设置备用电源自动投入装置。

8.3.5 站用电变压器容量选择应符合下列要求:

1 站用电工作变压器容量不宜小于计算负荷的1.1倍。

2 站用电备用变压器的容量与工作变压器容量相同。

8.3.6 站用电装置的布置位置及方式应根据光伏电站的容量、光伏方阵的布局和逆变器的技术参数等条件确定。

8.4 直 流 系 统

8.4.1 光伏电站宜设蓄电池组向继电保护、信号、自动装置等控制负荷和交流不间断电源装置、断路器合闸机构及直流事故照明等动力负荷供电,蓄电池组应以全浮充电方式运行。

8.4.2 蓄电池组的电压可采用220V或110V。

8.4.3 蓄电池组及充电装置的选择可按现行行业标准《电力工程直流系统设计技术规程》DL/T 5044的规定执行。

8.5 配 电 装 置

8.5.1 光伏电站的升压站(或开关站)配电装置的设计应符合国家现行标准《高压配电装置设计技术规程》DL/T 5352 及《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB 50060 的规定。

8.5.2 升压站 35kV 以上配电装置应根据地理位置选择户内或户外布置。在沿海及土石方开挖工程量大的地区宜采用户内配电装置;在内陆及荒漠不受气候条件、占用土地及施工工程量等限制时,宜采用户外配电装置。

8.5.3 10kV~35kV 配电装置宜采用户内成套式高压开关柜配置型式,也可采用户外装配式配电装置。

对沿海、海拔高于 2000m 及土石方开挖工程量大的地区,当技术经济合理时,66kV 及以上电压等级的配电装置可采用气体绝缘金属封闭开关设备;在内陆及荒漠地区可采用户外装配式布置。

8.6 无功补偿装置

8.6.1 光伏电站的无功补偿装置应按电力系统无功补偿就地平衡和便于调整电压的原则配置。

8.6.2 并联电容器装置的设计应符合现行国家标准《并联电容器装置设计规范》GB 50227 的规定。

8.6.3 无功补偿装置设备的型式宜选用成套设备。

8.6.4 无功补偿装置依据环境条件、设备技术参数及当地的运行经验,可采用户内或户外布置型式,并应考虑维护和检修方便。

8.7 电 气 二 次

8.7.1 光伏电站控制方式宜按无人值班或少人值守的要求进行设计。

8.7.2 光伏电站电气设备的控制、测量和信号应符合现行行业

标准《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程》DL/T 5136 的规定。

8.7.3 电气二次设备应布置在继电器室,继电器室面积应满足设备布置和定期巡视维护的要求,并留有备用屏位。屏、柜的布置宜与配电装置间隔排列次序对应。

8.7.4 升压站内各电压等级的断路器以及隔离开关、接地开关、有载调压的主变分接头位置及站内其他重要设备的启动(停止)等元件应在控制室内监控。

8.7.5 光伏发电站内的电气元件保护应符合现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285 的规定。35kV 母线可装设母差保护。

8.7.6 光伏发电站逆变器、跟踪器的控制应纳入监控系统。

8.7.7 大、中型光伏电站应采用计算机监控系统,主要功能应符合下列要求:

1 应对发电站电气设备进行安全监控。

2 应满足电网调度自动化要求,完成遥测、遥信、遥调、遥控等远动功能。

3 电气参数的实时监测,也可根据需要进行其他电气设备的监控操作。

8.7.8 大型光伏电站站内应配置统一的同步时钟设备,对站控层各工作站及间隔层各测控单元等有关设备的时钟进行校正,中型光伏电站可采用网络方式与电网对时。

8.7.9 光伏发电站计算机监控系统的电源应安全可靠,站控层应采用交流不停电电源(UPS)系统供电。交流不停电电源系统持续供电时间不宜小于 1h。

8.8 过电压保护和接地

8.8.1 光伏发电站的升压站区和就地逆变升压室的过电压保护和接地应符合现行行业标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘

配合《DL/T 620 和《交流电气装置的接地》DL/T 621 的规定。

8.8.2 光伏电站生活辅助建(构)筑物防雷应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057 的规定。

8.8.3 光伏方阵场地内应设置接地网,接地网除应采用人工接地极外,还应充分利用支架基础的金属构件。

8.8.4 光伏方阵接地应连续、可靠,接地电阻应小于 4Ω 。

8.9 电缆选择与敷设

8.9.1 光伏电站电缆的选择与敷设,应符合现行国家标准《电力工程电缆设计规范》GB 50217 的规定,电缆截面应进行技术经济比较后选择确定。

8.9.2 集中敷设于沟道、槽盒中的电缆宜选用 C 类阻燃电缆。

8.9.3 光伏组件之间及组件与汇流箱之间的电缆应有固定措施和防晒措施。

8.9.4 电缆敷设可采用直埋、电缆沟、电缆桥架、电缆线槽等方式。动力电缆和控制电缆宜分开排列。

8.9.5 电缆沟不得作为排水通路。

8.9.6 远距离传输时,网络电缆宜采用光纤电缆。

9 接入系统

9.1 一般规定

9.1.1 光伏电站接入电网的电压等级应根据光伏电站的容量及电网的具体情况,在接入系统设计中经技术经济比较后确定。

9.1.2 光伏电站向当地交流负载提供电能和向电网发送的电能质量应符合公用电网的电能质量要求。

9.1.3 光伏电站应具有相应的继电保护功能。

9.1.4 大、中型光伏电站应具备与电力调度部门之间进行数据通信的能力,并网双方的通信系统应符合电网安全经济运行对电力通信的要求。

9.2 并网要求

9.2.1 有功功率控制应符合下列要求:

1 大、中型光伏电站应配置有功功率控制系统,具有接收并自动执行电力调度部门发送的有功功率及其变化速率的控制指令、调节光伏电站有功功率输出、控制光伏电站停机的能力。

2 大、中型光伏电站应有限制输出功率变化率的能力,输出功率变化率和最大功率的限值不应超过电力调度部门的限值,但因太阳光辐照度快速减少引起的光伏电站输出功率下降率不受此限制。

3 除发生电气故障或接收到来自于电力调度部门的指令以外,光伏电站同时切除的功率应在电网允许的最大功率变化率范围内。

9.2.2 电压与无功调节应符合下列要求：

1 应结合无功补偿类型和容量进行接入系统方案设计。

2 大、中型光伏电站参与电网的电压和无功调节可采用调节光伏电站逆变器输出的无功功率、无功补偿设备的投入量和变压器的变化等方式。

3 大、中型光伏电站应配置无功电压控制系统，具备在其允许的容量范围内根据电力调度部门指令自动调节无功输出，参与电网电压调节的能力。其调节方式、参考电压等应由电力调度部门远程设定。

4 接入 10kV~35kV 电压等级公用电网的光伏发电站，功率因素应能在超前 0.98 和滞后 0.98 范围内连续可调。

5 接入 110kV(66kV)及以上电压等级公用电网的光伏发电站，其配置的容性无功容量应能够补偿光伏电站满发时站内汇集线路、主变压器的全部感性无功及光伏电站送出线路的一半感性无功之和；其配置的感性无功容量能够补偿光伏电站站内全部充电无功功率及光伏电站送出线路的一半充电无功功率之和。

6 对于汇集升压至 330kV 及以上电压等级接入公用电网的光伏发电站群中的光伏电站，其配置的容性无功容量应能够补偿光伏电站满发时站内汇集线路、主变压器及光伏电站送出线路的全部感性无功之和，其配置的感性无功容量能够补偿光伏电站站内全部充电无功功率及光伏电站送出线路的全部充电无功功率之和。

7 T 接于公用电网和接入用户内部电网的大、中型光伏电站应根据其特点，结合电网实际情况选择无功装置类型及容量。

8 小型光伏电站输出有功功率大于其额定功率的 50%时，功率因数不应小于 0.98(超前或滞后)；输出有功功率在 20%~50%时，功率因数不应小于 0.95(超前或滞后)。

9.2.3 电能质量应符合下列要求：

1 直接接入公用电网的光伏发电站应在并网点装设电能质量在线监测装置；接入用户侧电网的光伏发电站的电能质量监测装置应设置在关口计量点。大、中型光伏发电站电能质量数据应能够远程传送到电力调度部分，小型光伏发电站应能储存一年以上的电能质量数据，必要时可供电网企业调用。

2 光伏发电站接入电网后引起电网公共连接点的谐波电压畸变率以及向电网公共连接点注入的谐波电流应符合现行国家标准《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549 的规定。

3 光伏发电站接入电网后，公共连接点的电压应符合现行国家标准《电能质量 供电电压偏差》GB/T 12325 的规定。

4 光伏发电站引起公共连接点处的电压波动和闪变应符合现行国家标准《电能质量 电压波动和闪变》GB/T 12326 的规定。

5 光伏发电站并网运行时，公共连接点三相电压不平衡度应符合现行国家标准《电能质量 三相电压不平衡》GB/T 15543 的规定。

6 光伏发电站并网运行时，向电网馈送的直流电流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

9.2.4 电网异常时应具备下列响应能力：

1 电网频率异常时的响应，应符合下列要求：

1) 光伏发电站并网时应与电网保持同步运行。

2) 大、中型光伏发电站应具备一定的耐受电网频率异常的能力。大、中型光伏发电站在电网频率异常时的运行时间要求应符合表 9.2.4-1 的规定。当电网频率超出 49.5Hz~50.2Hz 范围时，小型光伏发电站应在 0.2s 以内停止向电网线路送电。

3) 在指定的分闸时间内系统频率可恢复到正常的电网持续运行状态时，光伏发电站不应停止送电。

表 9.2.4-1 大、中型光伏电站在电网频率异常时的运行时间要求

电网频率	运行时间要求
$f < 48\text{Hz}$	根据光伏电站逆变器允许运行的最低频率或电网要求而定
$48\text{Hz} \leq f < 49.5\text{Hz}$	每次低于 49.5Hz 时要求至少能运行 10min
$49.5\text{Hz} \leq f \leq 50.2\text{Hz}$	连续运行
$50.2\text{Hz} < f < 50.5\text{Hz}$	每次频率高于 50.2Hz 时,光伏电站应具备能够连续运行 2min 的能力,但同时具备 0.2s 内停止向电网送电的能力,实际运行时间由电网调度机构决定;不允许处于停运状态的光伏电站并网
$f \geq 50.5\text{Hz}$	在 0.2s 内停止向电网送电,且不允许停运状态的光伏电站并网

2 电网电压异常时的响应应符合下列要求:

- 1) 光伏电站并网时输出电压应与电网电压相匹配。
- 2) 大、中型光伏电站应具备一定的低电压穿越能力(图 9.2.4),当并网点电压在图 9.2.4 中电压曲线及以上区域时,光伏电站应保持并网运行。当并网点运行电压高于 110% 电网额定电压时,光伏电站的运行状态由光伏电站的性能确定。接入用户内部电网的大、中型光伏电站的低电压穿越要求由电力调度部门确定。图中 U_{L1} 为正常运行的最低电压限值,宜取 0.9 倍额定电压。 U_{L1} 宜取 0.2 倍额定电压。 T_1 为电压跌落到 0 时需要保持并网的时间, T_2 为电压跌落到 U_{L1} 时需要保持并网的时间。 T_1 、 T_2 、 T_3 的数值需根据保护和重合闸动作时间等实际情况来确定。
- 3) 小型光伏电站并网点电压在不同的运行范围时,光伏电站在电网电压异常的响应要求应符合表 9.2.4-2 的规定。

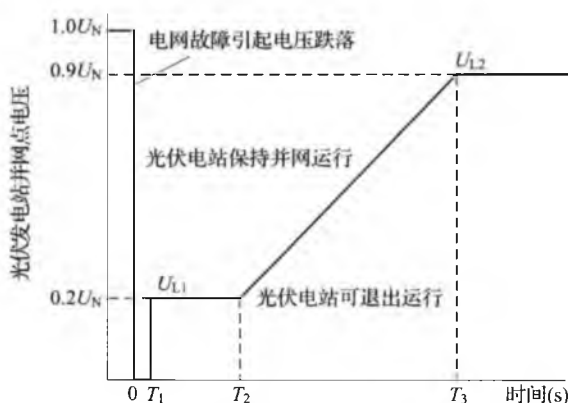


图 9.2.4 大、中型光伏电站低电压穿越能力要求

表 9.2.4-2 光伏电站在电网电压异常的响应要求

并网点电压	最大分闸时间
$U < 50\%U_N$	0.1s
$50\%U_N \leq U < 85\%U_N$	2.0s
$85\%U_N \leq U \leq 110\%U_N$	连续运行
$110\%U_N < U < 135\%U_N$	2.0s
$135\%U_N \leq U$	0.05s

注：1 U_N 为光伏电站并网点的电网标称电压。

2 最大分闸时间是指异常状态发生到逆变器停止向电网送电的时间。

9.2.5 光伏电站的逆变器应具备过载能力,在 1.2 倍额定电流以下,光伏电站连续可靠工作时间不应小于 1min。

9.2.6 光伏电站应在并网点内侧设置易于操作、可闭锁且具有明显断开点的并网总断路器。

9.3 继电保护

9.3.1 光伏电站的系统保护应符合现行国家标准《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285 的规定,且应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。专线接入公用电网的大、中型光伏电站可配置光纤电流差动保护。

9.3.2 光伏电站设计为不可逆并网方式时,应配置逆向功率保护设备,当检测到逆流超过额定输出的 5% 时,逆向功率保护应在 0.5s~2s 内将光伏电站与电网断开。

9.3.3 小型光伏电站应具备快速检测孤岛且立即断开与电网连接的能力,其防孤岛保护应与电网侧线路保护相配合。

9.3.4 大、中型光伏电站的公用电网继电保护装置应保障公用电网在发生故障时可切除光伏电站,光伏电站可不设置防孤岛保护。

9.3.5 在并网线路同时 T 接有其他用电负荷情况下,光伏电站防孤岛效应保护动作时间应小于电网侧线路保护重合闸时间。

9.3.6 接入 66kV 及以上电压等级的大、中型光伏电站应装设专用故障记录装置。故障记录装置应记录故障前 10s 到故障后 60s 的情况,并能够与电力调度部门进行数据传输。

9.4 自 动 化

9.4.1 大、中型光伏电站应配置相应的自动化终端设备,采集发电装置及并网线路的遥测和遥信量,接收遥控、遥调指令,通过专用通道与电力调度部门相连。

9.4.2 大、中型光伏电站计算机监控系统远动通信设备宜冗余配置,分别以主、备两个通道与电力调度部门进行通信。

9.4.3 在正常运行情况下,光伏电站向电力调度部门提供的远动信息应包括遥测量和遥信量,并应符合下列要求:

1 遥测量应包括下列内容:

- 1) 发电总有功功率和总无功功率。
- 2) 无功补偿装置的进相及滞相运行时的无功功率。
- 3) 升压变压器高压侧有功功率和无功功率。
- 4) 双向传输功率的线路、变压器的双向功率。
- 5) 站用总有功电能量。
- 6) 光伏电站的电压、电流、频率、功率因数。
- 7) 大、中型光伏电站的辐照强度、温度等。

8) 光伏发电站的储能容量状态。

2 遥信量应包括下列内容：

1) 并网点断路器的位置信号。

2) 有载调压主变分接头位置。

3) 逆变器、变压器和无功补偿设备的断路器位置信号。

4) 事故总信号。

5) 出线主要保护动作信号。

9.4.4 电力调度部门根据需要可向光伏电站传送下列遥控或遥调命令：

1 并网线路断路器的分合。

2 无功补偿装置的投切。

3 有载调压变压器分接头的调节。

4 光伏发电站的启停。

5 光伏发电站的功率调节。

9.4.5 接入 220kV 及以上电压等级的光伏电站应配置相量测量单元(PMU)。

9.4.6 中、小型光伏电站可根据当地电网实际情况对自动化设备进行适当简化。

9.5 通 信

9.5.1 光伏电站通信可分为站内通信与系统通信。通信设计应符合现行行业标准《电力系统通信管理规程》DL/T 544 和《电力系统通信自动交换网技术规范》DL/T 598 的规定。中、小型光伏电站可根据当地电网实际情况对通信设备进行简化。

9.5.2 站内通信应符合下列要求：

1 光伏电站站内通信应包括生产管理通信和生产调度通信。

2 大、中型光伏电站为满足生产调度需要，宜设置生产程控调度交换机，统一供生产管理通信和生产调度通信使用。

3 大、中型光伏电站内通信设备所需的交流电源，应由能自

动切换的、可靠的、来自不同站用电母线段的双回路交流电源供电。

4 站用通信设备可使用专用通信直流电源或 DC/DC 变换直流电源,电源宜为直流 48V。通信专用电源的容量,应按发展所需最大负荷确定,在交流电源失电后能维持放电不小于 1h。

5 光伏电站可不单独设置通信机房,通信设备宜与线路保护、调度自动化设备共同安装于同一机房内。

9.5.3 系统通信应符合下列要求:

1 光伏电站应装设与电力调度部门联系的专用调度通信设施。通信系统应满足调度自动化、继电保护、安全自动装置及调度电话等对电力通信的要求。

2 光伏电站至电力调度部门间应有可靠的调度通道。大型光伏电站至电力调度部门应有两个相互独立的调度通道,且至少一个通道应为光纤通道。中型光伏电站至电力调度部门宜有两个相互独立的调度通道。

3 光伏电站与电力调度部门之间通信方式和信息传输应由双方协商一致后确定,并在接入系统方案设计中明确。

9.6 电 能 计 量

9.6.1 光伏电站电能计量点宜设置在电站与电网设施的产权分界处或合同协议中规定的贸易结算点;光伏电站站用电取自公用电网时,应在高压引入线高压侧设置计量点。每个计量点均应装设电能计量装置。电能计量装置应符合现行行业标准《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448 和《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T 5137 的规定。

9.6.2 光伏电站应配置具有通信功能的电能计量装置和相应的电能量采集装置。同一计量点应安装同型号、同规格、准确度相同的主备电能表各一套。

9.6.3 光伏电站电能计量装置采集的信息应接入电力调度部门的电能信息采集系统。

10 建筑与结构

10.1 一般规定

10.1.1 光伏电站建(构)筑物的布置应根据总体布置要求、站址地质条件、设备型号、电源进线方向、对外交通以及有利于站房施工、设备安装与检修和工程管理等条件,经技术经济比较确定。

10.1.2 建筑设计应根据规划留有扩建的空间。

10.1.3 光伏一体化的建筑应结合建筑功能、建筑外观以及周围环境条件进行光伏组件类型、安装位置、安装方式和色泽的选择,使之成为建筑的有机组成部分。建筑设计应为光伏组件安装、使用、维护和保养等提供承载条件和空间。

10.1.4 在既有建筑物上增设光伏发电系统时,应根据建筑物的种类分别按照现行国家标准《工业建筑可靠性鉴定标准》GB 50144 和《民用建筑可靠性鉴定标准》GB 50292 的规定进行可靠性鉴定。

位于抗震设防烈度为 6 度~9 度地区的建筑还应依据其设防烈度、抗震设防类别、后续使用年限和结构类型,按照现行国家标准《建筑抗震鉴定标准》GB 50023 的规定进行抗震鉴定。经抗震鉴定后需要进行抗震加固的建筑应按现行行业标准《建筑抗震加固技术规程》JGJ 116 的规定设计施工。

10.1.5 电气间应设防止蛇、鼠类等小动物危害的措施。

10.2 地面光伏电站建筑

10.2.1 地面光伏电站的建筑物设计应符合下列要求:

- 1 满足设备布置、安装、运行和检修的要求。
- 2 满足内外交通运输的要求。
- 3 满足站房结构布置的要求。

- 4 满足站房内采暖、通风和采光要求。
- 5 满足防水、防潮、防尘、防噪声要求。
- 6 建筑造型与场地协调,布置合理,适用美观。

10.2.2 建筑物节能设计应满足建筑功能和使用质量的要求,并应符合下列要求:

- 1 满足建筑围护结构的基本热工性能。
- 2 宜利用自然采光。

10.2.3 建筑物门窗应根据建筑物内通风、采暖和采光的需要合理布置,必要时可采用双层玻璃窗。

10.2.4 建筑物屋面可根据当地气候条件和站房内通风、采暖要求设置保温隔热层。

10.2.5 建筑物应预留设备搬入口,设备搬入口可结合门窗洞或非承重墙设置。

10.2.6 采用酸性蓄电池的蓄电池室和贮酸室应采用耐酸地面,其内墙面应涂耐酸漆或铺设耐酸材料。

10.3 屋顶及建筑一体化

10.3.1 与光伏发电系统相结合的建筑,应依据建设地点的地理、气候条件、建筑功能、周围环境等因素进行规划设计,并确定建筑布局、朝向、间距、群体组合和空间环境。规划应满足光伏发电系统设计和安装的技术要求。

10.3.2 建筑设计应为光伏发电系统的安装、使用、维护、保养等提供条件,在安装光伏组件的部位应采取安全防护措施。在人员有可能接触或接近光伏发电系统的位置,应设置防触电警示标识。

10.3.3 光伏组件安装在建筑屋面、阳台、墙面或建筑其他部位时,不应影响该部位的建筑功能,并应与建筑协调一致,保持建筑统一和谐的外观。

10.3.4 合理规划光伏组件的安装位置,建筑物及建筑物周围的环境景观与绿化种植不应对投射到光伏组件上的阳光造成遮挡。

10.3.5 光伏发电系统各组成部分在建筑中的位置应满足其所在部位的建筑防水、排水和保温隔热等要求,同时便于系统的维护、检修和更新。

10.3.6 直接以光伏组件构成建筑围护结构时,光伏组件除应与建筑整体有机结合、与建筑周围环境相协调外,还应满足所在部位的结构安全和建筑围护功能的要求。

10.3.7 光伏组件不应跨越建筑变形缝设置。

10.3.8 建筑一体化光伏组件的构造及安装应采取通风降温措施。

10.3.9 多雪地区建筑屋面安装光伏组件时,宜设置人工融雪、清雪的安全通道。

10.3.10 在屋面防水层上安装光伏组件时,若防水层上没有保护层,其支架基座下部应增设附加防水层。光伏组件的引线穿过屋面处应预埋防水套管,并作防水密封处理。防水套管应在屋面防水层施工前埋设完毕。

10.3.11 光伏玻璃幕墙的结构性能应符合现行行业标准《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102 的规定,并应满足建筑室内对视线和透光性能的要求。

10.4 结 构

10.4.1 光伏电站中,除光伏支架外的建(构)筑物的结构设计使用年限应为 50 年。

10.4.2 建(构)筑物结构型式、地基处理方案应根据地基土质、建(构)筑物结构特点、施工条件和运行要求等因素,经技术经济比较后确定。

10.4.3 光伏电站建(构)筑物的抗震设防烈度应按国家对该地区的要求确定。地震烈度 6 度及以上地区建筑物、结构物的抗震设防要求,应符合现行国家标准《建筑抗震设计规范》GB 50011 的规定。

10.4.4 结构构件应根据承载能力极限状态及正常使用极限状态的要求,进行承载能力、稳定、变形、抗裂、抗震验算。

10.4.5 与光伏发电系统相结合建筑的主体结构或结构构件应能够承受光伏发电系统传递的荷载。

10.4.6 光伏电站的结构设计应依据岩土工程勘察报告中下列内容进行:

1 有无影响场地稳定性的不良地质条件及其危害程度。

2 场地范围内的地层结构及其均匀性,以及各岩土层的物理力学性质。

3 地下水埋藏情况、类型和水位变化幅度及规律,以及对建筑材料的腐蚀性。

4 在抗震设防区划分的场地土类型和场地类别,并对饱和砂土及粉土进行液化判别。

5 对可供采用的地基基础设计方案进行论证分析;确定与设计要求相对应的地基承载力及变形计算参数,以及设计与施工应注意的问题。

6 土壤腐蚀性。

7 地基土冻胀性、湿陷性、膨胀性的评价。

10.4.7 建筑结构及支架的基础应进行强度、变形、抗倾覆和抗滑移验算,采取相应的措施,且应符合国家现行标准《构筑物抗震设计规范》GB 50191、《建筑地基基础设计规范》GB 50007、《建筑桩基技术规范》JGJ 94 和《建筑地基处理技术规范》JGJ 79 等的规定。

10.4.8 当场地地下水位低、稳定持力层埋深大、冬季施工、地形起伏大或对场地生态恢复要求较高时,支架的基础可采用钢制地锚。采用钢制地锚时,应符合本规范附录 C 的要求。

10.4.9 天然地基的支架基础底面在风荷载和地震作用下允许局部脱开地基土,但脱开地基土的面积不应大于底面全面积的 1/4。

10.4.10 新建光伏一体化建筑的结构设计应为光伏发电系统的

安装埋设预埋件或其他连接件。连接件与主体结构的锚固承载力设计值应大于连接件本身的承载力设计值。安装光伏发电系统的预埋件设计使用年限应与主体结构相同。

10.4.11 与建筑结合的光伏支架,当采用后加锚栓连接时宜采用化学锚栓,且每个连接节点锚栓数量不应少于两个,直径不小于10mm,承载力设计值不应大于其选用材料极限承载力的50%。

11 给排水、暖通与空调

11.1 给 排 水

11.1.1 光伏电站给排水设计应符合下列要求:

1 应满足生产、生活和消防用水要求,且应符合现行国家标准《建筑给水排水设计规范》GB 50015 的规定。

2 应合理利用水资源和保护水体,且排水设计应符合现行国家标准《污水综合排放标准》GB 8978 的规定。

11.1.2 给水水源的选择应根据水资源勘察资料和总体规划的要求,通过技术经济比较后确定。

11.1.3 生活饮用水的水质应符合现行国家标准《生活饮用水卫生标准》GB 5749 的规定。

11.1.4 条件允许时宜设置光伏组件清洗系统。

11.1.5 寒冷及严寒地区,给水管设计时应设泄水装置。

11.2 暖通与空调

11.2.1 光伏电站建筑采暖通风与空气调节设计方案,应根据建筑的用途与功能、使用要求、冷热负荷构成特点、环境条件以及能源状况等,结合国家有关安全、环保、节能、卫生等方针、政策,经综合技术经济比较确定。

11.2.2 累年日平均温度稳定低于或等于 5°C 的日数大于或等于 90 天的地区,当建筑物内经常有人停留、工作或对室内温度有一定要求时,应设置采暖设施。

11.2.3 采暖通风和空气调节室外空气计算参数的选用,应符合现行国家标准《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 的规定。

11.2.4 光伏电站内各类建筑物冬季采暖室内计算温度宜符合表 11.2.4 的规定:

表 11.2.4 建筑物冬季采暖室内计算温度

序号	房 间	室内计算温度(℃)
1	主控制室	18
2	配电室	5
3	继电器室	5
4	无功补偿室	5
5	逆变器室	按工艺要求
6	蓄电池室	5
7	电缆夹层	5
8	办公室	18
9	生活间	18

注:采用阀控式密封铅酸电池组的蓄电池室,室内计算温度为 15℃。

11.2.5 需设置采暖的建筑物,当其位于严寒地区或寒冷地区且在非工作时间或中断使用的时间内,室内温度需保持在 0℃以上而利用房间蓄热量不能满足要求时,应按 5℃设置值班采暖。

11.2.6 低温加热电缆辐射采暖宜采用地板式;低温电热膜辐射采暖宜采用顶棚式。

11.2.7 光伏电站各类建筑应有良好的自然通风。当自然通风达不到室内空气参数要求时,可采用自然与机械联合通风、机械通风、局部空气调节等方式。通风系统应考虑防风沙措施。

11.2.8 当通风装置不能满足工艺对室内的温度、湿度要求时,主控制室、继电器室等应设置空气调节装置。在满足工艺要求的条件下,宜减少空气调节区的面积。当采用局部空气调节或局部区域空气调节能满足要求时,不应采用全室性空气调节。

11.2.9 逆变器室的通风及空气调节应符合下列要求:

1 逆变器室的环境温度应控制在设备运行允许范围内。

- 2 逆变器室应有通风设施,确保逆变器产生的废热能排离设备。
- 3 出风口的朝向应根据当地主导风向确定。
- 4 进风口、出风口应有防尘、防雨设施。

12 环境保护与水土保持

12.1 一般规定

12.1.1 光伏电站的环境保护和水土保持设计应贯彻执行国家和所在省(市)颁布的环境保护和水土保持法律、法规、标准、行政规章及环境保护规划。

12.1.2 光伏电站的环境保护设计应贯彻国家产业政策和循环发展及节能减排的要求,采用清洁生产工艺,对产生的各项污染物及生态环境影响应采取防治措施。

12.1.3 光伏电站应根据国家和地方环境保护行政主管部门的要求进行环境影响评价。

12.1.4 光伏电站的环境保护设计方案应以批复的环境影响报告书(表)为依据。

12.1.5 各污染物的处理应选用资源利用率高、污染物排放量少的设备和工艺,对处理过程中产生的二次污染应采取相应的治理措施。

12.2 污染防治

12.2.1 光伏电站生活污水应集中处理,有条件的应集中排入站址所在地区的污水处理系统统一处理;没有条件的应在站内收集处理。可外排的,应满足排放标准的要求。

12.2.2 光伏电站污水排放口的设置应满足地方环境保护标准的要求。

12.2.3 光伏电站噪声防治设计应符合现行国家标准《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348 的规定。对逆变器及其他输变电设施产生的噪声应从声源上进行控制,并可采用隔声、消声、

吸声等控制措施。噪声控制的设计应符合现行国家标准《工业企业噪声控制设计规范》GBJ 87 的规定。

12.3 水土保持

12.3.1 光伏电站水土保持设计应符合当地水土流失防治目标的要求。

12.3.2 光伏电站所在地为山区、丘陵等水土易流失区域时,应按国家相关规定编制水土保持方案,并取得相关的批复文件。

12.3.3 施工结束后,除基础和道路外,其他地方宜恢复原有植被。对施工过程中形成的控制地貌应进行整治。

12.3.4 站内生活区可绿化部位宜进行绿化。

13 劳动安全与职业卫生

13.0.1 光伏电站设计应符合国家现行的职业安全与职业病危害防治相关法律、标准及规范的规定,且应贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的方针。

13.0.2 光伏电站的职业安全与职业病危害防护设施和各项措施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。

13.0.3 光伏电站站区的配电间、逆变器室、变压器室、综合楼、库房、车库、作业场所等的防火分区、防火隔断、防火间距、安全疏散和消防通道设计均应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016、《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222、《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229 等标准的规定。

13.0.4 光伏电站防爆设计应符合国家现行标准《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》GB 50058、《电力工程电缆设计规范》GB 50217、《交流电气装置的接地》DL/T 621 等标准的规定。

13.0.5 电气设备的布置应满足带电设备的安全防护距离要求,并应有必要的隔离防护措施和防止误操作措施;应设置防直击雷设施,并采取安全接地等措施。

防电灼伤的设计应符合国家现行标准《高压配电装置设计技术规程》DL/T 5352、《建筑物防雷设计规范》GB 50057、《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB 50060、《交流电气装置的接地》DL/T 621、《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620、《电业安全工作规程》DL 408、《电气设备安全设计导则》GB/T 25295 等标准的规定。

13.0.6 平台、走道、吊装孔等有坠落危险处,应设栏杆或盖板。需登高检查、维修及更换光伏组件处,应设操作平台或扶梯。

防坠落伤害设计应符合现行国家标准《生产设备安全卫生设计总则》GB 5083 等标准的规定。

13.0.7 防暑、防寒、防潮、防噪声设计应符合现行国家标准《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019 等标准的规定。

14 消 防

14.1 建(构)筑物火灾危险性分类

14.1.1 光伏电站建(构)筑物火灾危险性分类及耐火等级应符合表 14.1.1 的规定：

表 14.1.1 建(构)筑物火灾危险性分类及其耐火等级

建(构)筑物名称		火灾危险性分类	耐火等级
综合控制楼(室)		戊	二级
继电器室		戊	二级
逆变器室		戊	二级
电缆夹层		丙	二级
配电装置楼(室)	单台设备油量 60kg 以上	丙	二级
	单台设备油量 60kg 及以下	丁	二级
	无含油设备	戊	二级
屋外配电装置	单台设备油量 60kg 以上	丙	二级
	单台设备油量 60kg 及以下	丁	二级
	无含油设备	戊	二级

续表 14.1.1

建(构)筑物名称	火灾危险性分类	耐火等级
油浸变压器室	丁	二级
气体或干式变压器室	丁	二级
电容器室(有可燃介质)	丙	二级
干式电容器室	丁	二级
油浸电抗器室	丙	二级
总事故贮油池	丙	一级
生活、消防水泵房	戊	二级
雨淋阀室、泡沫设备室	戊	二级
污水、雨水泵房	戊	二级
警卫室	戊	三级
汽车库	丁	二级

注:1 当综合控制楼(室)未采取防止电缆着火后延伸的措施时,火灾危险性应为丙类。

2 当将不同使用用途的变配电部分布置在一幢建筑物或联合建筑物内时,除另有防火隔离措施的,其建筑物火灾危险性分类及耐火等级应按火灾危险性类别高的确定。

3 当电缆夹层电缆采用 A 类阻燃电缆时,其火灾危险性可为丁类。

14.1.2 建(构)筑物构件的燃烧性能和耐火极限应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的规定。

14.1.3 电站内的建(构)筑物与电站外的民用建(构)筑物及各类厂房、库房、堆场、储罐之间的防火间距应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的规定。

14.1.4 电站内的建(构)筑物及设备的防火间距不宜小于表 14.1.4 的规定。

表 14.1.4 电站内的建(构)筑物及设备的防火间距(m)

建(构)筑物名称		丙、丁、戊类生产建筑			屋外配电装置		电容器室 (有可燃 介质)	事故贮 油池	生活建筑		
		耐火等级			每组断路器油量(t)	耐火等级			一、二级	三级	
		一、二级	三级	<1							≥1
丙丁戊类 生产建筑	耐火等级	一、二级	10	12	—	10	10	5	10	12	—
		三级	12	14					12	14	
		—	—	—					—	—	
屋外配 电装置	每组断路 器油量(t)	<1	—	—	—	—	10	5	10	12	—
		≥1	10	—					—	—	
		—	—	—					—	—	
油浸 变压器	单台设 备油量(t)	5~10	10	10	见 14.1.6 条	—	10	5	15	20	—
		>10~50	—	—					20	25	
		>50	—	—					25	30	
干式变压器			—	—	—	—	—	5	10	12	—
电容器室(有可燃介质)			10	10	—	—	—	5	15	20	—
事故贮油池			5	—	5	—	5	—	10	12	—
生活建筑	耐火等级	一、二级	10	12	—	10	15	10	6	7	—
		三级	12	14					7	6	
		—	—	—					—	—	

注:1 建(构)筑物防火间距应按相邻两建(构)物外墙的距离计算,如外墙有凸出的燃烧构件时,应从其凸出部分外缘算起。

2 相邻两座建筑物两面的外墙为非燃烧体且无门窗,无外露的燃烧屋檐时,其防火间距可按本距离减少 25%。

3 相邻两座建筑物两面的外墙如为防火墙时,其防火间距不限,但两座建筑物门窗之间的净距不应小于 5m。

4 生产建(构)筑物外墙 5m 以内布置油浸变压器或可燃介质电容器(无功补偿、等电气设备时,该墙在设备高度总高度加 3m 的水平线以下及设备外廊两侧各 3m 的范围内,不应设有门、窗、洞口;当建(筑)物外墙距设备外廊 5m~10m 时,在上述范围内外墙可设甲级防火门,设备高度以上可设防火窗,其耐火极限不应小于 0.90h。

14.1.5 控制室室内装修应采用不燃材料。

14.1.6 设置带油电气设备的建(构)筑物与贴邻或靠近该建(构)筑物的其他建(构)筑物之间必须设置防火墙。

14.1.7 大、中型光伏电站内的消防车道宜布置成环形;当为尽头式车道时,应设回车场地或回车道。消防车道宽度及回车场的面积应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的规定。

14.2 变压器及其他带油电气设备

14.2.1 油量为 2500kg 及以上的屋外油浸变压器之间的最小间距应符合表 14.2.1 的规定。

表 14.2.1 屋外油浸变压器之间的最小间距(m)

电压等级	最小间距
35kV 及以下	5
110kV	8
220kV 及以上	10

14.2.2 当油量为 2500kg 及以上的屋外油浸变压器之间的防火间距不能满足本规范表 14.2.1 的要求时,应设置防火墙。防火墙的高度应高于变压器油枕,其长度不应小于变压器的储油池两侧各 1m。

14.2.3 油量为 2500kg 及以上的屋外油浸变压器与本回路油量为 600kg 以上且 2500kg 以下的带油电气设备之间的防火间距不应小于 5m。

14.2.4 35kV 以上屋内配电装置必须安装在有不燃烧实体墙的间隔内,不燃烧实体墙的高度严禁低于配电装置中带油设备的高度。

总油量超过 100kg 的屋内油浸变压器必须设置单独的变压器室,并设置灭火设施。

14.2.5 屋内单台总油量为 100kg 以上的电气设备应设置贮油

或挡油设施。挡油设施的容积宜按油量的 20% 设计, 并应设置将事故油排至安全处的设施。当不能满足上述要求时, 应设置能容纳全部油量的贮油设施。

14.2.6 屋外单台油量为 1000kg 以上的电气设备应设置贮油或挡油设施。当设置容纳油量的 20% 贮油或挡油设施时, 应设置将油排至安全处的设施。当不能满足上述要求时, 应设置能容纳全部油量的贮油或挡油设施。

当设置有油水分离措施的总事故贮油池时, 其容量宜按最大一个油箱容量的 60% 确定。

贮油或挡油设施应大于变压器外廓每边各 1m。

14.2.7 贮油设施内应铺设卵石层, 其厚度不应小于 250mm, 卵石直径宜为 50mm~80mm。

14.3 电 缆

14.3.1 当控制电缆或通信电缆与电力电缆敷设在同一电缆沟内时, 宜采用防火槽盒或防火隔板进行分隔。

14.3.2 电缆沟道的下列部位应设置防火分隔措施:

- 1 电缆从室外进入室内的入口处。
- 2 穿越控制室、配电装置室处。
- 3 电缆沟道每隔 100m 处。
- 4 电缆沟道分支引出处。
- 5 控制室与电缆夹层之间。

14.4 建(构)筑物的安全疏散和建筑构造

14.4.1 变压器室、电缆夹层、配电装置室的门应向疏散方向开启; 当门外为公共走道或其他房间时, 该门应采用乙级防火门。配电装置室的中间隔墙上的门应采用不燃材料制作的双向弹簧门。

14.4.2 建筑面积超过 250m² 的主控室、配电装置室、电缆夹层,

其疏散出口不宜少于两个,楼层的第二个出口可设在固定楼梯的室外平台处。当配电装置室的长度超过 60m 时,应增设一个中间疏散出口。

14.5 消防给水、灭火设施及火灾自动报警

14.5.1 在进行光伏电站的规划和设计时,应同时设计消防给水系统。消防水源应有可靠的保证。

当电站内的建筑物满足耐火等级不低于二级,建筑物单体体积不超过 3000m³ 且火灾危险性为戊类时,可不设置消防给水系统。

14.5.2 光伏电站同一时间内的火灾次数应按一次确定。

14.5.3 光伏电站消防给水量应按火灾时一次最大消防用水量的室内和室外消防用水量之和计算。

14.5.4 含逆变器室、就地升压变压器的光伏方阵区不宜设置消防水系统。

14.5.5 除采用水喷雾主变压器消火栓的光伏电发站之外,光伏电站屋外配电装置区域可不设置消火栓。

14.5.6 电站室外消火栓用水量不应小于表 14.5.6 的规定。

表 14.5.6 室外消火栓用水量(L/s)

建筑物 耐火等级	建筑物 火灾危 险性类别	建筑物体积(m ³)			
		≤1500	1501~3000	3001~5000	5001~20000
一、二级	丙类	10	15	20	25
	丁、戊类	10	10	10	15
	生活建筑	10	15	15	20

注:1 室外消火栓用水量应按消防用水量最大的一座建筑物计算;

2 当变压器采用水喷雾灭火系统时,变压器室外消火栓用水量不小于 10L/s。

14.5.7 电站室内消火栓用水量不应小于表 14.5.7 的规定。

表 14.5.7 室内消火栓用水量(L/s)

建筑物名称	高度、体积	消火栓用水量(L/s)	同时使用水枪数量(支)	每支水枪最小流量(L/s)	每根竖管最小流量(L/s)
综合控制楼、配电装置楼、继电器室、变压器室、电容器室	高度 $\leq 24\text{m}$ 体积 $\leq 10000\text{m}^3$	5	2	2.5	5
	高度 $\leq 24\text{m}$ 体积 $> 10000\text{m}^3$	10	2	5	10
	高度 $\leq 24\text{m} \sim 50\text{m}$	25	5	5	15
其他建筑	高度 $\leq 24\text{m}$ 体积 $\leq 10000\text{m}^3$	10	2	5	10

14.5.8 光伏发电站内建(构)筑物符合下列条件时可不设室内消火栓:

1 耐火等级为一、二级且可燃物较少的单层和多层的丁、戊类建筑物。

2 耐火等级为三级且建筑体积小于 3000m^3 的丁类建筑物和建筑体积不超过 5000m^3 的戊类建筑物。

3 室内没有生产、生活用水管道,室外消防用水取自储水池且建筑体积不超过 5000m^3 的建筑物。

14.5.9 消防管道、消防水池的设计应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的规定。

14.5.10 单台容量为 $125\text{MV} \cdot \text{A}$ 及以上的主变压器应设置水喷雾灭火系统、合成型泡沫灭火喷雾系统或其他固定式灭火系统装置。其他带油电气设备宜采用干粉灭火器。当油浸式变压器布置在地下室时,宜采用固定式灭火系统。

14.5.11 当油浸式变压器采用水喷雾灭火时,水喷雾灭火系统的设计应符合现行国家标准《水喷雾灭火系统设计规范》GB 50219 的规定。

14.5.12 光伏电站的建(构)筑物与设备火灾类别及危险等级应符合表 14.5.12 的规定:

表 14.5.12 建(构)筑物与设备火灾类别及危险等级

建(构)筑物名称	火灾危险类别	危险等级
综合控制楼(室)	E(A)	严重
配电装置楼(室)	E(A)	中
逆变器室	E(A)	中
继电器室	E(A)	中
油浸变压器(室)	B	中
电抗器	B	中
电容器室	E(A)	中
蓄电池室	C(A)	中
电缆夹层	E(A)	中
生活消防水泵房	A	轻
污水、雨水泵房	A	轻
警卫室	A	轻
车库	B	中

14.5.13 灭火器的设置应符合现行国家标准《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140 的规定。

14.5.14 大型或无人值守的光伏发电站在综合控制楼(室)、配电装置楼(室)、继电器间、可燃介质电容器室、电缆夹层及电缆竖井处应设置火灾自动报警系统。

14.5.15 电站主要建(构)筑物和设备火灾探测报警系统应符合表 14.5.15 的规定:

表 14.5.15 主要建(构)筑物和设备火灾探测报警系统

建(构)筑物和设备	火灾探测器类型
综合控制楼(室)	感烟
配电装置楼(室)	感烟
电缆层和电缆竖井	线型感温
继电器室	感烟
可燃介质电容器室	感烟

14.5.16 火灾自动报警系统的设计应符合现行国家标准《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116 的规定。

14.5.17 消防控制室应与电站主控制室合并设置。

14.6 消防供电及应急照明

14.6.1 光伏发电站的消防供电应符合下列要求:

1 消防水泵、火灾探测报警、火灾应急照明应按Ⅱ类负荷供电。

2 消防用电设备采用双电源或双回路供电时,应在最末一级配电箱处自动切换。

3 应急照明可采用蓄电池作备用电源,其连续供电时间不应小于 20min。

14.6.2 火灾应急照明和疏散标志应符合下列要求:

1 电站主控室、配电装置室和建筑疏散通道应设置应急照明。

2 人员疏散用的应急照明的照度不应该低于 0.5 lx,连续工作应急照明不应低于正常照明照度值的 10%。

3 应急照明灯宜设置在墙面或顶棚上。

附录 A 可能的总辐射日曝辐量

表 A 可能的总辐射日曝辐量[MJ/(m²·d)]

北纬	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
90	0.0	0.0	0.2	14.0	30.7	36.6	33.3	18.1	3.3	0.0	0.0	0.0
85	0.0	0.0	1.0	14.3	30.6	36.1	32.9	18.4	4.3	0.0	0.0	0.0
80	0.0	0.0	2.9	15.1	30.1	35.4	32.2	18.7	6.0	0.6	0.0	0.0
75	0.0	0.8	5.6	16.4	29.5	34.4	31.0	19.4	8.2	1.9	0.0	0.0
70	0.0	2.2	8.5	18.4	28.8	33.0	29.9	20.5	10.6	3.8	0.7	0.0
65	1.0	3.9	11.3	20.4	28.7	32.1	29.5	26.2	13.3	6.1	1.9	0.3
60	2.5	6.1	13.9	22.5	29.2	32.2	30.0	23.5	15.8	8.5	3.6	1.6
55	4.4	8.7	16.4	24.3	30.2	32.8	30.8	25.2	18.1	11.0	5.7	3.0
50	6.8	11.5	18.7	26.0	31.1	33.3	31.7	26.8	20.2	13.6	8.1	5.6
45	9.4	14.5	21.6	27.4	31.9	33.6	32.1	28.3	22.2	14.4	10.9	8.2
40	12.4	17.2	23.0	28.5	32.4	33.7	33.0	29.0	23.9	18.5	13.6	11.1
35	15.0	19.6	24.8	29.4	32.6	33.6	33.1	30.1	25.4	20.6	16.0	13.7
30	17.5	21.7	26.2	30.0	32.6	33.3	32.9	30.6	26.8	22.6	18.4	16.1
25	19.8	23.6	27.3	30.3	32.2	32.8	32.5	30.7	27.9	24.4	20.6	18.4
20	21.8	25.2	28.3	30.3	31.6	32.0	31.7	30.6	28.7	26.0	22.6	20.7
15	23.7	26.6	29.1	30.1	30.8	30.9	30.8	30.3	29.4	27.2	24.4	22.6
10	25.4	27.8	29.7	29.8	29.7	29.5	29.6	29.8	29.8	28.2	26.0	24.6
5	27.7	28.7	30.1	29.4	28.5	28.0	28.3	29.0	29.9	29.1	27.5	26.4
0	28.4	29.4	30.2	28.7	27.1	26.4	26.8	28.2	29.8	29.7	28.7	28.0

附录 B 光伏阵列最佳倾角参考值

表 B 全国各大城市光伏阵列最佳倾角参考值

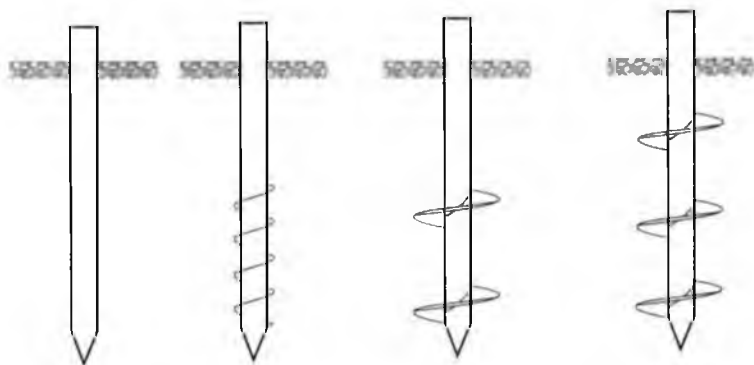
城市	纬度 $\phi(^{\circ})$	斜面日均辐射量 (kJ/m^2)	日辐射量 (kJ/m^2)	独立系统 推荐倾角($^{\circ}$)	并网系统 推荐倾角($^{\circ}$)
哈尔滨	45.68	15835	12703	$\phi+3$	$\phi-3$
长春	43.9	17127	13572	$\phi+1$	$\phi-3$
沈阳	41.7	16563	13793	$\phi+1$	$\phi-8$
北京	39.8	18035	15261	$\phi+4$	$\phi-7$
天津	39.1	16722	14356	$\phi+5$	$\phi-3$
呼和浩特	40.78	20075	16574	$\phi+3$	$\phi-3$
太原	37.78	17394	15061	$\phi+5$	$\phi-6$
乌鲁木齐	43.78	16594	14464	$\phi+12$	$\phi-3$
西宁	36.75	19617	16777	$\phi+1$	$\phi-1$
兰州	36.05	15842	14966	$\phi+8$	$\phi-9$
银川	38.48	19615	16553	$\phi+2$	$\phi-2$
西安	34.3	12952	12781	$\phi+14$	$\phi-5$
上海	31.17	13691	12760	$\phi+3$	$\phi-7$
南京	32	14207	13099	$\phi+5$	$\phi-4$
合肥	31.85	13299	12525	$\phi+9$	$\phi-5$
杭州	30.23	12372	11668	$\phi+3$	$\phi-4$
南昌	28.67	13714	13094	$\phi+2$	$\phi-6$
福州	26.08	12451	12001	$\phi+4$	$\phi-7$
济南	36.68	15994	14043	$\phi+6$	$\phi-2$
郑州	34.72	14558	13332	$\phi+7$	$\phi-3$

续表 B

城市	纬度 $\phi(^{\circ})$	斜面日均辐射量 (kJ/m^2)	日辐射量 (kJ/m^2)	独立系统 推荐倾角($^{\circ}$)	并网系统 推荐倾角($^{\circ}$)
武汉	30.63	13707	13201	$\phi+7$	$\phi-6$
长沙	28.2	11589	11377	$\phi+6$	$\phi-6$
广州	23.13	12702	12110	$\phi+0$	$\phi-1$
海口	20.03	13510	13835	$\phi+12$	$\phi-3$
南宁	22.82	12734	12515	$\phi+5$	$\phi-4$
成都	30.67	10304	10392	$\phi+2$	$\phi-8$
贵阳	26.58	10235	10327	$\phi+8$	$\phi-8$
昆明	25.02	15333	14194	$\phi+0$	$\phi-1$
拉萨	29.7	24151	21301	$\phi+0$	$\phi+2$

附录 C 钢 制 地 锚

C.0.1 可根据场区地质条件选用钢制地锚(图 C.0.1),并应符合下列要求:



(a) 无外伸叶片 (b) 连续螺旋叶片 (c) 间断双层螺旋叶片 (d) 间断多层螺旋叶片

图 C.0.1 钢制地锚

- 1 钢制地锚应满足光伏电站 25 年的设计使用年限要求。
- 2 钢制地锚钢管壁厚不应小于 4mm;螺旋叶片钢制地锚的叶片外伸宽度大于或等于 20mm 时,叶片厚度应大于 5mm;当叶片宽度小于 20mm 时,叶片厚度不应小于 2mm;螺旋叶片与钢管之间应采用连续焊接,焊缝高度不应小于焊接工件的最小壁厚。
- 3 螺旋叶片钢制地锚的外伸宽度与叶片厚度之比不应大于 30。
- 4 钢制地锚与支架连接节点在保证满足设计要求的承载力基础上,在高度方向上宜具有可调节功能,水平方向应采取措施避免支架立柱晃动。

5 基础与支架的连接应安全可靠,不宜现场切割和焊接。有现场焊接时应检验焊接强度,切割、焊接后需要进行防腐处理。

6 钢制地锚的防腐设计应满足电站使用年限的要求。当采用热镀锌防腐处理时,镀锌层厚度应符合现行国家标准《金属覆盖层 钢铁制件热浸镀锌层技术要求及试验方法》GB/T 13912 的规定。

7 季节性冻土区的钢制地锚除应符合国家现行标准《建筑地基基础设计规范》GB 50007 和《建筑桩基技术规范》JGJ 94 的规定外,尚应进行基础的冻胀稳定性与钢制地锚的抗拔强度验算。

本规范用词说明

1 为便于在执行本规范条文时区别对待,对要求严格程度不同的用词说明如下:

1)表示很严格,非这样做不可的:

正面词采用“必须”,反面词采用“严禁”;

2)表示严格,在正常情况下均应这样做的:

正面词采用“应”,反面词采用“不应”或“不得”;

3)表示允许稍有选择,在条件许可时首先应这样做的:

正面词采用“宜”,反面词采用“不宜”;

4)表示有选择,在一定条件下可以这样做的,采用“可”。

2 条文中指明应按其他有关标准执行的写法为:“应符合……的规定”或“应按……执行”。

引用标准名录

- 《建筑地基基础设计规范》GB 50007
- 《建筑结构荷载规范》GB 50009
- 《建筑抗震设计规范》GB 50011
- 《建筑给水排水设计规范》GB 50015
- 《建筑设计防火规范》GB 50016
- 《钢结构设计规范》GB 50017
- 《采暖通风与空气调节设计规范》GB 50019
- 《建筑抗震鉴定标准》GB 50023
- 《建筑物防雷设计规范》GB 50057
- 《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》GB 50058
- 《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB 50060
- 《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116
- 《建筑灭火器配置设计规范》GB 50140
- 《工业建筑可靠性鉴定标准》GB 50144
- 《构筑物抗震设计规范》GB 50191
- 《电力工程电缆设计规范》GB 50217
- 《水喷雾灭火系统设计规范》GB 50219
- 《建筑内部装修设计防火规范》GB 50222
- 《并联电容器装置设计规范》GB 50227
- 《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229
- 《民用建筑可靠性鉴定标准》GB 50292
- 《入侵报警系统工程设计规范》GB 50394
- 《视频安防监控系统工程设计规范》GB 50395
- 《出入口控制系统工程设计规范》GB 50396

《工业企业噪声控制设计规范》GBJ 87
 《电气设备安全设计导则》GB/T 25295
 《生产设备安全卫生设计总则》GB 5083
 《生活饮用水卫生标准》GB 5749
 《油浸式电力变压器技术参数和要求》GB/T 6451
 《污水综合排放标准》GB 8978
 《干式电力变压器技术参数和要求》GB/T 10228
 《电能质量 供电电压偏差》GB/T 12325
 《电能质量 电压波动和闪变》GB/T 12326
 《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348
 《金属覆盖层 钢铁制件热浸镀锌层技术要求及试验方法》
 GB/T 13912
 《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285
 《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549
 《电能质量 三相电压不平衡》GB/T 15543
 《三相配电变压器能效限定值及节能评价》GB 20052
 《电力变压器能效限定值及能效等级》GB 24790
 《建筑地基处理技术规范》JGJ 79
 《建筑桩基技术规范》JGJ 94
 《玻璃幕墙工程技术规范》JGJ 102
 《建筑抗震加固技术规程》JGJ 116
 《电业安全工作规程》DL 408
 《电能计量装置技术管理规程》DL/T 448
 《电力系统通信管理规程》DL/T 544
 《电力系统通信自动交换网技术规范》DL/T 598
 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620
 《交流电气装置的接地》DL/T 621
 《电力工程直流系统设计技术规程》DL/T 5044
 《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程》DL/T 5136

《电测量及电能计量装置设计技术规程》DL/T 5137

《导体和电器选择设计技术规定》DL/T 5222

《高压配电装置设计技术规程》DL/T 5352

《地面气象观测规范》QX/T 55

中华人民共和国国家标准

光伏电站设计规范

GB 50797 - 2012

条文说明

制 定 说 明

《光伏电站设计规范》GB 50797—2012,经住房和城乡建设部 2012 年 6 月 28 日以第 1428 号公告批准发布。

本规范制定过程中,编制组进行了广泛、深入的调查研究,总结了我国在太阳能光伏电站建设中的实践经验,同时参考了国外先进技术法规、技术标准。

为便于广大设计、施工、科研、学校等单位有关人员在使用本规范时能正确理解和执行条文规定,《光伏电站设计规范》编制组按章、节、条顺序编制了本规范的条文说明。对条文规定的目的、依据以及执行中需注意的有关事项进行了说明,还着重对强制性条文的强制性理由作了解释。但是,本条文说明不具备与规范正文同等的法律效力,仅供使用者作为理解和把握规范规定的参考。

目 次

1	总 则	(85)
2	术语和符号	(86)
2.1	术语	(86)
3	基本规定	(87)
4	站址选择	(89)
5	太阳能资源分析	(90)
5.1	一般规定	(90)
5.2	参考气象站基本条件和数据采集	(90)
5.3	太阳辐射现场观测站基本要求	(91)
5.4	太阳辐射观测数据验证与分析	(91)
6	光伏发电系统	(93)
6.1	一般规定	(93)
6.2	光伏发电系统分类	(93)
6.3	主要设备选择	(94)
6.4	光伏方阵	(94)
6.5	储能系统	(97)
6.6	发电量计算	(97)
6.7	跟踪系统	(98)
6.8	光伏支架	(99)
6.9	聚光光伏系统	(100)
7	站区布置	(101)
7.1	站区总平面布置	(101)
7.2	光伏方阵布置	(101)

7.3	站区安全防护设施	(102)
8	电 气	(104)
8.1	变压器	(104)
8.2	电气主接线	(104)
8.3	站用电系统	(106)
8.5	配电装置	(106)
8.7	电气二次	(107)
8.9	电缆选择与敷设	(107)
9	接入系统	(108)
9.1	一般规定	(108)
9.2	并网要求	(108)
9.3	继电保护	(111)
9.4	自动化	(112)
9.5	通信	(113)
9.6	电能计量	(113)
10	建筑与结构	(114)
10.1	一般规定	(114)
10.2	地面光伏电站建筑	(114)
10.3	屋顶及建筑一体化	(115)
10.4	结构	(116)
11	给排水、暖通与空调	(117)
11.1	给排水	(117)
11.2	暖通与空调	(117)
12	环境保护与水土保持	(118)
12.2	污染防治	(118)
13	劳动安全与职业卫生	(119)
14	消防	(120)
14.1	建(构)筑物火灾危险性分类	(120)

14.2	变压器及其他带油电气设备	(120)
14.3	电缆	(121)
14.5	消防给水、灭火设施及火灾自动报警	(121)
14.6	消防供电及应急照明	(122)

1 总 则

1.0.2 本规范适用于所有类型的并网光伏电站,包括地面(含滩涂)、屋顶和建筑一体化(BIPV),同样也包括用户侧并网光伏电站;独立光伏电站则适用于 100kW 及以上的独立光伏电站,100kW 以下的独立光伏电站不在本规范适用范围之内。

1.0.3 并网光伏电站建设应进行接入电网技术方案的可行性研究论证,该技术方案需获得当地电网管理部门的认可。

2 术语和符号

2.1 术 语

2.1.1 光伏组件种类较多,目前较常用的光伏组件有单晶硅光伏组件、多晶硅光伏组件、非晶硅薄膜光伏组件、碲化镉薄膜光伏组件和高倍聚光光伏组件。

2.1.3 单元发电模块一般以逆变升压系统为单元,其规模容量根据电站情况和逆变器容量确定,大、中型地面光伏电站通常以1MW为一个单元发电模块,该模块一般包括两个500kW逆变器和一个1100kV·A分裂变压器。

2.1.5 光伏发电系统一般包含逆变器和光伏方阵等,也可包含变压器。

2.1.21 该术语参照现行国家标准《太阳能热利用术语》GB/T 12936—2007,定义3.24。

3 基 本 规 定

3.0.3 装设太阳能辐射观测装置的目的是便于分析电站运行状况(包括系统效率变化、组件衰减率),并为光伏电站发电功率预测提供太阳能资源分析实时记录数据。

3.0.4 电能质量包括频率、电压偏差、三相电压不平衡、电压波动和闪变、谐波等;国家现行相关标准包括:《电能质量 供电电压偏差》GB/T 12325、《电能质量 电压波动和闪变》GB/T 12326、《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549 和《电能质量 三相电压不平衡》GB/T 15543 等。

3.0.5 用于贸易结算的电能计量装置应经过国家质检部门认证,非贸易结算的电能计量装置没有此项要求。电能计量装置还包括计量用电流互感器、电压互感器等设备。

3.0.6 本条为强制性条文,必须严格执行。为了避免与建筑周围邻近地域的建筑物业主之间因日照引起纠纷,在与建筑相结合的光伏发电站建设初期,有必要事先与相关业主进行充分协商。

3.0.7 本条为强制性条文,必须严格执行。在既有建筑物上建设光伏发电系统,有可能对既有建筑物的安全性造成不利影响,威胁人身安全,因此必须进行安全复核。这些不利影响包括但不限于增加了既有建筑物的荷载,对既有建筑物的结构造成了破坏,导热不利致使既有建筑物局部温度过高,防雷接地性能不足等。

3.0.8 地质勘探或调查的目的是为确定站址、解决岩土工程问题提供基础资料。

3.0.9 光伏组件应符合现行国家标准《光伏(PV)组件安全鉴定 第1部分:结构要求》GB/T 20047.1 idt IEC 61730.1 和《光

伏(PV)组件安全鉴定 第2部分:实验要求》IEC 61730.2 的规定,且应符合《地面用晶体硅光伏组件 设计鉴定和定型》GB/T 9535 idt IEC 61215、《地面用薄膜光伏组件 设计鉴定和定型》GB/T 18911 idt IEC 61646 和《聚光光伏(CPV)组件和装配件 设计鉴定和定型》IEC 62108 的规定,并确保满足上述标准所规定的使用条件。

目前针对光伏电站需要专门认证的设备主要是光伏组件和逆变器,其他设备尚无特殊要求。

4 站 址 选 择

4.0.2 本条是站址选择的基本原则。

4.0.3 如站址外侧已有永久防洪堤,则光伏电站不需建设防洪堤,但在内涝多发地区,站址仍需考虑排内涝措施。

考虑到光伏电站占地面积较大,若建设防洪堤,会很大地增加工程投资,影响项目的经济性,因此也可使用增加设备基础及建筑物地坪标高的防洪措施。具体采用哪种措施可根据不同项目特点经经济比较后确定。

防洪堤的设计尚需征得当地水利部门的同意。

4.0.8 对站址区域的地震烈度复核及站址地震安全性评价,应由具备相应资质的部门出具专题报告,作为选址的依据。

4.0.10 本条根据合理利用土地、节约用地、避免对自然环境造成重大影响的原则,对站址选择提出的要求。

4.0.12 在风电场内建设光伏电站时,需要就光伏阵列布置对地面粗糙度的影响、风机塔筒对光伏阵列的遮挡影响等进行综合分析。

5 太阳能资源分析

5.1 一般规定

5.1.1 光伏电站设计首先需要分析站址所在地区的太阳能资源概况,并对该地区太阳能资源的丰富程度进行初步评价,同时分析相关的地理条件和气候特征,为站址选择和技术方案初步确定提供参考依据。

5.1.2 若站址所在地附近没有长期观测记录太阳辐射的气象站,可选择站址所在地周边较远的多个(两个及以上)具有太阳辐射长期观测记录的气象站作为参考气象站,同时,借助公共气象数据库(包括卫星观测数据)或商业气象(辐射)软件包进行对比分析。还可收集站址所在地附近基本气象站的各年日照时数与参考气象站的日照时数进行对比分析。

5.1.4 目前在我国有太阳辐射长期观测记录的气象站只有近百个,实际覆盖面积较小,尤其是在我国西北地区,大多数情况下参考气象站距光伏电站较远,很难获得站址所在地实际的太阳能辐射状况。对于中小型光伏电站而言,由于其规模小,各种影响相对较小,可借助公共气象数据库或其他手段进行粗略的分析推算。但大型光伏电站,由于规模较大,辐射资源分析无论是对项目本身的收益还是对接入系统的影响都比较大,因此,项目建设前期宜先在站址所在地设立太阳辐射现场观测站,并进行至少一个完整年的现场观测记录。

5.2 参考气象站基本条件和数据采集

5.2.1 在我国西北地区,由于具有连续 10 年以上太阳辐射长期观测记录的气象站较少,往往距站址最近的参考气象站也都比较

远,故当有太阳辐射长期观测记录的气象站距站址较远时,可考虑选择站址周边两个及以上的气象站作为参考气象站。

5.2.4 最近连续 10 年以上的最近一年至少不早于前年。

3 收集最近连续 10 年的逐年各月最大辐照度平均值的目的是分析站址所在地的光伏发电系统的最大直流和交流输出功率情况,为逆变器、变压器及其他电气设备选型提供参考依据。

4~6 为一般气象资料,如参考气象站距站址较远,则需要收集站址附近气象站的相关数据。

5.3 太阳辐射现场观测站基本要求

5.3.1 现场观测站的观测装置包括日照辐射表、测温探头、风速传感器、风向传感器、控制盒等。观测装置的安装位置需要视野开阔,且在一年当中日出和日没方位不能有大于 5° 的遮挡物。

5.3.2 增设该观测项目是为了实时观测光伏组件在最佳固定倾角面受光条件下的太阳总辐射量及变化,便于更好地分析光伏发电系统的运行特性和主要设备的工作状况。

5.3.3 增设该观测项目的目的是为了实时观测光伏组件在斜单轴或平单轴跟踪面受光条件下的太阳总辐射量及变化,便于更好地分析光伏发电系统的运行特性和主要设备的工作状况。

5.3.4 增设该观测项目是因为只有法向直接辐射光分量才能实现高倍聚光,实时观测和记录站址所在地的法向直接辐射辐照度(DNI)是进行高倍聚光光伏电站设计和发电量计算的重要条件。

5.4 太阳辐射观测数据验证与分析

5.4.1 实测数据记录时,由于设备故障、断电等原因,有时会出现数据缺失或记录偏差,因此,需进行实测数据完整性检验。一般来说实测数据完整率应在 90% 以上。

5.4.2 实测数据记录时,由于一些特殊原因,有时会产生不合理的无效数据,因此,需进行实测数据合理性检验。

总辐射最大辐照度一般应小于太阳常数($1367\text{W}/\text{m}^2 \pm 7\text{W}/\text{m}^2$),由于云层的作用,观测到的瞬间最大辐照度也可能超过太阳常数,但若大于 $2\text{kW}/\text{m}^2$ 则可判定该数据无效。

5.4.3 太阳辐射观测数据经完整性和合理性检验后,需要进行数据完整率计算,可按照下列公式进行计算:

$$\text{有效数据完整率} = \frac{\text{应测数目} - \text{缺测数目} - \text{无效数据数目}}{\text{应测数目}} \times 100\% \quad (1)$$

若数据完整率较小,且由无其他有效数据补缺,该组数据可视为无效。

缺测数据的填补也可借助其他相关数据,采用插补订正法、线性回归法、相关比值法等进行处理。

5.4.4 在光伏电站设计中,电站使用年限内的平均年总辐射量是进行电站年发电量计算的主要依据:总辐射最大辐照度预测是逆变器和电气设备容量选择的依据之一。

5.4.5 通常参考气象站记录的太阳辐射观测数据是水平布置日照辐射表接受到的数据,以此预测的电站设计使用年限内的平均年总辐射量也是水平日照辐射表的数据。当光伏方阵采用不同布置方式时,需进行折算。但这种计算比较复杂,通常可采用软件计算。目前,国际上比较流行的软件是 RetScreen、PVsyst、Meteonorm等。

6 光伏发电系统

6.1 一般规定

6.1.2 光伏发电系统通常以逆变器为单元划分子系统,其目的是便于建设和运行管理。

接入一个逆变器的光伏电池组件串的直流电压要尽可能一致,故要求对应的光伏方阵朝向、安装倾角要一致,但也有例外情况。如为了适应 BIPV 系统的要求,允许接入组串式逆变器的光伏组件串电压不同,但也应需根据组串式逆变器的具体参数进行配置。

6.1.5 为了提高光伏发电系统输出效率,计算光伏组件串中组件数量时,需考虑光伏组件的工作温度和工作电压温度系数,由环境温度变化等引起的光伏组件串工作电压的变化范围需在逆变器的最大功率跟踪电压范围之内。

6.1.7 当光伏组件表面受到污染时,其发电效率会大幅下降;同时,组件表面局部污染会产生热斑效应,影响光伏组件使用寿命。鉴于以上原因,光伏电站需设置清洗系统或配置清洗设备,对光伏组件表面进行定期清洗。当环境对组件表面有较好的自洁作用(如有频繁的雨水冲刷,且组件布置倾角较大)时,可不考虑清洗。

6.2 光伏发电系统分类

6.2.1 并网光伏发电系统适用于当地已存在公共电网的区域,并网光伏发电系统可将发出的电力直接送入公共电网,也可就地送入用户侧的供电系统,由用户直接消纳,不足部分再由公共电网作为补充。独立光伏发电系统一般应用于远离公共电网覆盖的区域,如山区、岛屿等边远地区,独立光伏发电系统的安装容量(包括

储能设备)需满足用电负荷的需求。

6.2.4 与建筑结合的光伏发电系统又可分为建筑一体化光伏发电系统(BIPV)和附着在建筑物上的光伏发电系统(BAPV)。用于建筑一体化光伏发电系统(BIPV)的光伏组件一般为建筑构件型光伏组件,具有特定的建筑构件功能;而用于附着在建筑物上的光伏发电系统(BAPV)的光伏组件是普通的光伏组件,该组件没有建筑构件功能。

6.3 主要设备选择

6.3.1 目前光伏组件主要分为三类,其中:晶体硅光伏组件分为单晶硅光伏组件和多晶硅光伏组件;薄膜光伏组件分为非晶硅薄膜光伏组件、碲化镉薄膜光伏组件、铜铟加硒薄膜光伏组件等;聚光光伏组件分为低倍聚光光伏组件和高倍聚光光伏组件。

6.3.7 当逆变器采用室内安装时,可不检验污秽等级,当逆变器采用室外安装时,可不检验相对湿度。

6.3.9 现行国家标准《特殊环境条件 高原用低压电器技术要求》GB/T 20645 适用于安装在海拔 2000m 以上至 5000m 的低压电器,该电器用于连接额定电压交流不超过 1000V 或直流不超过 1500V 的电路,逆变器属于此范畴。该规范对在高原区域使用低压电器的绝缘介质强度、温升、开关电器灭弧能力和脱扣性能作了规定。该规范未对降容进行规定。目前市场上逆变器尚无比较一致的降容标准,故逆变器在高于海拔 2000m 的高原地区使用时,需根据其产品情况给出容量修正系数或降容曲线。

6.3.12 光伏电站占地面积大,运行方式主要为少人值守或无人值班。在汇流箱上设置监测装置,可以更快、更准确的了解光伏阵列的运行信息。目前汇流箱监测内容主要包括电压和电流。

6.4 光伏方阵

6.4.1 跟踪式光伏方阵又可分为平单轴跟踪、斜单轴跟踪和双轴

跟踪三种,一般来说,当安装容量相同时,固定式、平单轴跟踪、斜单轴跟踪和双轴跟踪发电量依次递增,但其占地面积也同时递增。

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。

6.4.3 光伏组件倾斜面上的总辐射量为倾斜面上的直接辐射量、散射辐射量以及地面反射辐射量之和。工程中常利用下列公式计算倾斜面上的总辐射量,并选择最佳倾角:

$$H_t = H_{bt}(S) + H_{dt}(S) + H_{rt}(S) \quad (2)$$

$$H_{bt} = H_b \times R_b \quad (3)$$

$$H_{dt} = H_d \left[\frac{H_b}{H_0} R_b + 0.5 \left(1 - \frac{H_b}{H_0} \right) (1 + \cos S) \right] \quad (4)$$

$$H_{rt} = 0.5 \rho H (1 - \cos S) \quad (5)$$

$$R_b = \frac{\cos(\phi - S) \cos \delta \sin h_s + \frac{\pi}{180} h_s \sin(\phi - S) \sin \delta}{\cos \phi \cos \delta \sin h_s + \frac{\pi}{180} h_s \sin \phi \sin \delta} \quad (6)$$

式中: H ——水平面上总辐射量,为水平面上的直接辐射量与散射辐射量之和;

H_0 ——大气层外水平面上太阳辐射量;

H_b ——水平面上太阳直接辐射量;

H_{bt} ——倾斜面上太阳直接辐射量;

- H_d ——水平面上散射辐射量；
- H_{dt} ——倾斜面上太阳散射辐射量；
- H_{rt} ——倾斜面上地面反射辐射量；
- H_t ——倾斜面上的总辐射量，为倾斜面上的直接辐射量、散射辐射量以及地面反射辐射量之和；
- h_s ——水平面上的日落时角；
- h_s ——倾斜面上的日落时角；
- R_b ——倾斜面与水平面上直接辐射量的比值；
- S ——倾斜面的角度；
- ϕ ——当地的纬度；
- δ ——太阳的赤纬角度；
- ρ ——地面反射率，一般计算时，可取 $\rho=0.2$ 。地面反射率的数值取决于地面状态。不同地面状态的反射率可参照表 1 执行。

表 1 不同地面状态的反射率

地面状态	反射率	地面状态	反射率	地面状态	反射率
沙漠	0.24~0.28	干湿土	0.14	湿草地	0.14~0.26
干燥地带	0.1~0.2	湿黑土	0.08	新雪	0.81
湿裸地	0.08~0.09	干草地	0.15~0.25	冰面	0.69
干燥黑土	0.14	森林	0.04~0.1	湿砂地	0.09
湿灰色地面	0.1~0.12	残雪	0.46~0.7	干砂地	0.18
干灰色地面	0.25~0.3				

一般独立光伏系统，各月的发电量与用电量要力求均衡，所以应该重点关注最低辐照量月份的发电能力，可通过提高最低辐照量月份的发电量来均衡发电输出，保证全年各月发电量均能满足用电需求。

6.5 储能系统

6.5.1 独立光伏电站配置储能装置的目的是为了为了满足向负载提供持续、稳定电力的要求;并网光伏电站配置储能装置的目的是为了改善光伏发电系统输出特性,包括平滑输出功率曲线、跟踪电网计划出力曲线、电力调峰、应急供电等。

6.5.2 本条中, C_c ——储能电池的容量计算考虑了环境温度对其容量的影响,并根据储能电池供应商提供的温度—容量关系曲线进行修正。 D ——最长无日照期间用电时数,是指独立型光伏电站当地最大连续阴雨用电时数。如对供电要求不很严格的用电负荷,可通过调节用电需求克服恶劣天气带来的不便,设计时可适当减少自给时数,一般可以取 3d~5d 的用电时数。对于重要设施的独立型光伏电站则需适当增加蓄电池容量,一般可以取 7d~14d 的用电时数。

6.5.3 储能电池的选择需根据光伏电站运行的不同目的,除满足储能电池正常使用的环境温度、相对湿度、海拔高度等环境条件外,还需将储能电池的循环寿命、储能效率、最大储能容量、能量密度、功率密度、响应时间、建设成本运行维护成本、技术成熟度等因素作为衡量各种储能技术的关键指标,在不同的应用场合,关注不同的指标。

6.5.5 储能电池组采用分组控制充放电方式。当一组发生故障隔离或维护时,另一组仍可确保对重要负荷的连续供电。

6.5.9 当技术经济比较合理时,也可选择带有最大功率点跟踪(MPPT)功能的充电控制器,提高充电效率。

6.6 发电量计算

6.6.2 光伏电站上网电量计算中:

$$E_P = H_A \times A \eta_i \times K = H_A \times \frac{P_{AZ}}{E_s} \times K \quad (7)$$

式中： H_A ——水平面太阳能总辐照量($\text{kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2$ ，与参考气象站标准观测数据一致)；

A ——为组件安装面积(m^2)；

η ——组件转换效率(%)。

1 考虑组件类型修正系数是由于光伏组件的转换效率在不同辐照度、波长时不同，该修正系数应根据组件类型和厂家参数确定，一般晶体硅电池可取 1.0。

2 光伏方阵的倾角、方位角的修正系数是将水平面太阳能总辐射量转换到光伏方阵陈列面上的折算系数，根据组件的安装方式，结合站址所在地太阳能资源数据及纬度、经度，进行计算。

3 光伏发电系统可用率 η 为：

$$\eta = \frac{8760 - (\text{故障停用小时数} + \text{检修小时数})}{8760} \times 100\% \quad (8)$$

4 由于障碍物可能对光伏方阵上的太阳光造成遮挡或光伏方阵各阵列之间的互相遮挡，对太阳能资源利用会有影响，因此应考虑太阳光照利用率。光照利用率取值范围小于或等于 1.0。

5 逆变器效率是逆变器将输入的直流电能转换成交流电能，在不同功率段下的加权平均效率。

6 集电线路、升压变压器损耗系数包括光伏方阵至逆变器之间的直流电缆损耗、逆变器至计量点的交流电缆损耗，以及升压变压器损耗。

7 光伏组件表面污染修正系数是指光伏组件表面由于受到灰尘或其他污垢蒙蔽而产生的遮光影响。该系数的取值与环境的清洁度和组件的清洗方案有关。

8 光伏组件转换效率修正系数应考虑组件衰减率、组件工作温度系数、输出功率偏离峰值等因素。

6.7 跟踪系统

6.7.1 光伏发电的跟踪系统一般可分为单轴跟踪系统和双轴跟

踪系统,而单轴跟踪系统又可分为水平单轴、倾斜单轴和斜面垂直单轴三种,且倾斜单轴的倾斜角度可根据实际情况有不同的取值。一般来说,倾斜单轴的倾斜角度不大于当地的纬度角。

6.7.2 主动控制方式是指根据地理位置和当地时间实时计算太阳光的入射角度,通过控制系统使太阳电池方阵调整到指定位置。又称为天文控制方式或时钟控制方式。

被动控制方式是指通过感应器件测量出太阳光的入射角度,从而控制光伏方阵旋转并跟踪太阳光入射角度。又称为光感控制方式。

复合控制方式是主动控制和被动控制相结合的控制方式。

6.7.3 在一些特殊地区应考虑腐蚀、风沙、潮湿、冰雹、盐雾等因素对跟踪系统支架的影响,满足其在设计条件下的使用寿命不低于光伏电站的设计寿命。有时还要加设驱鸟装置。

跟踪系统预留通信端口用于远程监控和数据采集。

6.7.4 环境情况需要考虑安装地点的地势、阴影遮挡等因素。

气候特征需考虑安装点的环境温度、风沙、雨雪、湿度、冰雹、盐雾等因素。

水平单轴跟踪系统安装在纬度 20° 以内的地区最佳,低纬度地区全年太阳高度角相对较高,水平面上的太阳直射辐照度较大,水平单轴跟踪系统提高的发电量比较明显。

光感控制方式的跟踪系统容易因外界因素(如灰尘、鸟粪等)的影响而引起系统的非正常工作。

在大风天气,当风速超过跟踪系统工作风速时,可通过远程控制将跟踪系统快速调至最小受风面积位置(顺风向放平);在暴雪天气,当雪压超过跟踪系统工作雪压时,可通过远程控制将跟踪系统快速调至最小受压位置(最下限位置)。

6.8 光 伏 支 架

6.8.2 当支架采用其他材料时,支架结构设计应满足相应标准的

规定。

6.8.4 一般光伏组件的支架的设计使用年限为 25 年,安全等级为三级。对于特殊光伏组件支架,设计使用年限和重要性系数要另行确定。

6.8.6 对于地面用光伏组件的支架,当设防烈度小于 8 度时,可以不进行抗震验算;对于与建筑结合的光伏组件的支架,应按相应的设防烈度进行抗震验算。

6.8.10 当采用热镀锌防腐时,镀锌层厚度应符合现行国家标准《金属覆盖层 钢铁制件热浸镀锌层技术要求及试验方法》GB/T 13912 的规定。对于酸碱严重的地区,镀锌层厚度的确定应有可靠依据。

隔离材料可采用不锈钢薄片。

6.9 聚光光伏系统

6.9.1 聚光系统包括用于光伏组件(接收器)、聚光镜以及连接线和框架等其他相关部件;跟踪系统包括支架、驱动装置和控制系统等。

聚光光伏系统分类如下:

1 根据光学原理的不同,可分为折射聚光光伏系统、反射聚光光伏系统和混合聚光光伏系统等。

2 根据聚光形式的不同,可分为线聚焦聚光光伏系统和点聚焦聚光光伏系统。

3 根据聚光倍率的不同,可分为低倍聚光光伏系统(聚光倍率小于 100 倍)和高倍聚光光伏系统(聚光倍率不小于 100 倍)。

7 站 区 布 置

7.1 站区总平面布置

7.1.3 用于施工图总平面布置的地形图比例宜为 1 : 500 ~ 1 : 2000。

7.1.7 在条件允许的情况下,站区内通往就地逆变升压站的道路宜采用混凝土路面或柏油路面,以减少道路扬尘对光伏组件表面的污染。

7.1.9 站区场地排水可根据具体条件,采用雨水口接入城市型道路的下水系统的主干管窰井内的系统,或采用明沟接入公路型道路的雨水排水系统。有条件时,可采用自流排水。

7.2 光伏方阵布置

7.2.1 大、中型地面光伏电站的光伏方阵布置一般采用分单元、模块化的布置方式,单元模块的容量需结合逆变器和升压变的配置选取,一般取 1MW(2 个 500kW 逆变器 + 1 个分裂变压器),不宜大于 2MW。

7.2.2 光伏方阵各排、列的布置间距,无论是固定式还是跟踪式均应保证全年 9:00~15:00(当地真太阳时)时段内前、后、左、右互不遮挡,也即冬至日当天 9:00~15:00 时段内前、后、左、右互不遮挡。

固定式布置的光伏方阵,在冬至日当天太阳时 9:00~15:00 不被遮挡的间距如图 1 所示,可由以下公式计算:

$$D = L\cos\beta + L\sin\beta \frac{0.707\tan\phi + 0.4338}{0.707 - 0.4338\tan\phi} \quad (9)$$

式中: L ——阵列倾斜面长度;

D ——两排阵列之间距离；

β ——阵列倾角；

ϕ ——当地纬度。

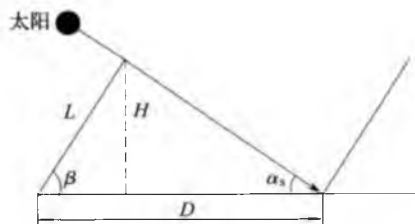


图 1 方阵间距示意图

如采用跟踪布置方式,在同等土地面积条件下,需要尽量优化每台跟踪器上的光伏组件排布,选择合适的跟踪器形式,有效地对跟踪器阵列进行南北和东西间距设计,使得光伏组件能够在同等条件下,最有效地跟踪太阳运动轨迹,最大化地提高光伏阵列的发电量,提高光伏电站总体经济效益。

7.2.4 逆变升压室布置在光伏方阵单元模块中部是为了尽量缩短光伏方阵汇流直流线缆的敷设长度,进而降低直流线损、减少投资;逆变升压室布置在靠近主要通道处是为了方便设备安装及检修。

7.3 站区安全防护设施

7.3.1 光伏电站一般为无人或少人值守站,为了安全运行,需要设置红外线报警及视频监控系统,并需要将信息传至远方有人值班的控制中心。

本规范中配置的相关设备,应满足现行国家标准《安全防范工程技术规范》GB 50348 和《民用闭路监控电视系统工程技术规范》GB 50198 的要求。

若是与 110 联网的系统,还需通过当地公安部门技防办的

验收。

7.3.4 视频监控电视图像质量的主观评价可采用 5 级损伤制评定。在正常工作条件下,图像质量应不低于 4 级的要求;在允许的最恶劣工作条件下或应急照明情况下,图像质量应不低于 3 级的要求。

8 电 气

8.1 变 压 器

8.1.1 光伏电站的变压器可分为两部分：一是升压站主变压器，二是就地升压变压器。升压站主变压器一般采用常规电力变压器，可按现行行业标准《导体和电器选择设计技术规定》DL/T 5222的要求选择。

8.1.3 就地升压变压器一般选用无励磁调压变压器，经调压计算论证确有必要且技术经济比较合理时，可选有载调压变压器。

8.2 电气主接线

8.2.1 光伏电站设计，必须根据逆变器的输入端直流电压要求，将一定数量的光伏组件组成串，通过直流汇流箱多串汇集，经逆变器逆变与升压变压器升压成符合电网频率和电压要求的电源。这种由一定数量的光伏组件→直流汇流箱→逆变器→就地升压变压器的集合体构成为一个发电单元，光伏电站就是由多个发电单元组合而成的。发电单元逆变器—就地升压变压器接线方案则按本条第1款中的要求确定。

一台就地升压变压器与两台不带隔离变压器的逆变器连接时，根据目前一般逆变器生产技术水平，为了限制并联两台逆变器交流低压输出侧的环流，一般采用分裂绕组变压器。

8.2.2 光伏电站内连接各单元发电模块就地升压变高压侧的母线为光伏电站母线。母线电压的确定，既要符合地区电力网络的需要，也要根据光伏电站的容量、远景规划、一次性投资和长期运营费诸多因素综合考虑。依据现行企业标准《城市电力网规划设计导则》Q/GDW 156 有关分布式电源并网的电压等级和现行国

家标准《标准电压》GB/T 156 的有关规定,本规范中光伏电站母线电压可有 380V、10kV、20kV 和 35kV 四种系统标称电压等级。

光伏发电站安装容量小于或等于 1MW 时,与建筑相结合的光伏发电系统能就地消纳,并网电量可不上网时,为降低造价和运营费用,可采用 0.4kV。当不能就地消纳时,也可采用 10kV。

光伏发电站安装容量大于 1MW 且小于 30MW 时,一般采用 10kV~35kV。其发电站母线电压有 10kV、20kV 和 35kV 三种等级可供选择,主要取决于其综合技术经济效益和光伏发电站周边电网的实际情况。由于为发电站发电的母线电压应高于系统标称电压,以利于母线设备的选型和电量的送出,宜确定为 10kV~35kV(10kV、20kV、35kV 三种)等级。

光伏发电站发电容量大于 30MW,经技术经济分析计算,母线电压采用 35kV 时,电站总体效益比采用 10kV 和 20kV 好,光伏发电站母线电压宜确定为 35kV。

8.2.3 根据光伏发电站的特点,发电母线接线方式除按照本期、远景规划的发电容量、安全可靠、运行灵活和经济合理等条件选择外,还需考虑下列因素:

1 光伏发电站总容量小于或等于 30MW 时,母线电压一般采用 10kV~35kV,根据当前成套开关柜设备制造技术水平,采用单母线接线就能满足安全经济运行的要求。

2 光伏发电站发电容量大于 30MW 时,母线电压一般采用 35kV。如果一次建成投产,在一条并网进线、一个并网点的情况下,可采用单母线接线。如果分期建成投产或有两条并网进线、两个并网点,则采用单母线分段接线较合理。

8.2.5 根据目前生产技术水平,单个逆变器容量一般不超过 1MW,几个兆瓦级的光伏发电站必定由数量众多的发电单元组成,所以站内各单元发电模块与发电母线存在着如何连接问题,需要对运行可靠性、运行方式灵活度和维修方便等条件进行综合比

较,选择技术可行而又经济合理的最佳方案。从已建成投产和正在建设的多个光伏电站的连接接线的调查结果看,存在着本条规范中所列举的几种方式。

8.2.8 消弧线圈的容量选择和安装要求完全套用现行行业标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》DL/T 620 中的第 3.1.6 条规定作法。

8.3 站用电系统

8.3.1 光伏电站一般无高压站用电设备,所以站用电的电压宜采用 380V。

8.3.3 当所选用的逆变器不带隔离变压器、安装容量大于 1MW 及以上,采用就地升压变压器低压侧引接,考虑要有备用电源时,集控室和配电室等地还要求按第 1 款和第 2 款中方式配置站用电,经与集中一至两处的布置形式进行经济比较分析,并无明显的优越性,且大型逆变器一般要求独立的外供控制电源,以增加其运行的可靠性。当选用的逆变器带隔离变压器时,通常隔离变压器输出为 0.4kV,站用电可直接引接,不需配置自用变压器,经济性明显,故才采用此种引接方式。

8.5 配 电 装 置

8.5.3 10kV~35kV 配电装置一般采用户内成套式高压开关柜配置型式,若为了减少投资,在符合当地运行管理要求的前提下,也可采用户外装配式布置。

对于 66kV~220 kV 配电装置一般采用户外敞开式布置,考虑到气体绝缘金属封闭开关设备(GIS)制造技术水平的提高和造价的降低,如计及土建费用和安装运行费用后与敞开式经济指标接近时,Ⅳ级及以上污秽地区、土石方开挖工程量大的地区、地震烈度 9 度及以上地区推荐采用 GIS 配电装置。

8.7 电 气 二 次

8.7.2 现行行业标准《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程》DL/T 5136 对变电站二次线设计有明确的规定,二次接线设计应符合上述规定的技术要求。

8.7.8 光伏电站宜配置同步时钟设备,便于做到与调度端的时间保持一致。

8.7.9 不间断电源的供电时间一般根据光伏电站的地点与故障修复时间要求而不同。当光伏电站内配有直流系统时,宜采用一体化电源,UPS 系统不单独配置蓄电池。

8.9 电缆选择与敷设

8.9.2 因光伏电站占地面积大,电缆敷设时会比较分散。在西北干旱地区常采用直埋方式敷设,采用此方式敷设有利于降低工程投资并有利于防止电缆火灾,因此对此部分电缆不做阻燃要求。

8.9.6 传输数据的金属线缆超过一定距离时导致信号衰减,远离网络电缆传输时,一般采用光纤电缆。

9 接入系统

9.1 一般规定

9.1.1 光伏电站接入电网的电压等级与电站的装机容量、周边电网的接入条件等因素有关,需要在接入系统设计中,经技术经济比较后确定。

9.1.2 光伏发电作为可再生能源发电重要的组成部分,具有波动性和间歇性的特点,接入电网易产生电网频率变化、电压波动和闪变。同时,光伏发电并网逆变器易产生谐波、三相电流不平衡等,为减少光伏发电接入电网对电力系统产生的影响,并保证电站和电网的安全,在出现严重偏差时,需要有安全防范措施。

9.1.3 本条规定光伏电站应具有相应的继电保护功能,出现异常及时断开与电网的连接,以保证设备和人身安全。

9.1.4 本条规定大、中型光伏电站应具备与电力调度部门之间进行实时数据通信的能力,以满足电网调度的需要。小型光伏电站与电力调度部门之间的通信要求可以适当简化。

9.2 并网要求

9.2.1 光伏电站有功功率控制是很重要的能力,进行功率控制可以产生非常显著的好处,特别是在光伏装机容量比例比较高的电网中,对光伏电站进行功率控制可以在系统能力降低的情况下,帮助系统恢复正常运行,随着光伏电站容量的增加,控制有功功率的能力也应提高。大型和中型光伏电站应具备一定的电源特性,在一定程度上参与电网的频率调节。出现事故时,如果光伏电站的并网运行危及电网的安全稳定,则需要电力调度部门暂时将光伏电站解列。针对目前的技术条件,允许太阳光辐照度快

速降低引起功率下降速率超过最大变化率的情况。

9.2.2 无功功率通常与输电系统电压控制有关,因此,光伏电站能够提供无功功率的能力非常重要。按电力系统无功分层分区平衡的原则,光伏电站所消耗的无功负荷需要其自身提供的无功出力来平衡,并且当系统需要时,大型和中型光伏电站需要向电网中注入所需要的无功,以维持并网点的电压水平,对电网电压稳定性做出贡献。当光伏电站所发无功能力不足时,则需要装设动态无功补偿装置来动态地连续调节无功。由于电网对光伏电站的无功需求与光伏电站的容量大小及所接入电网的情况有关,因此很难对光伏电站的无功容量提出具体要求的范围,本条给出的是基本要求,实际需要补偿的容量一般需结合电网需求进行相关论证。小型光伏电站要求其无功能够自平衡,尽量少地依靠电网进行平衡无功。

9.2.3 光伏电站电能质量问题一般包括以下几个方面:谐波、直流分量、电压波动和闪变以及三相不平衡等。

首先,光伏电站会对电网产生谐波污染。光伏电站通过光伏电池组件将太阳能转化为直流电能,再通过并网型逆变器将直流电能转化为与电网同频率、同相位的正弦波电流,在将直流电能经逆变转换为交流电能的过程中会产生高次谐波。特别是逆变器输出轻载时,谐波会明显变大。在10%额定出力以下时,电流总谐波畸变率甚至会达到20%以上。因此,在太阳能光伏电站实际并网时需对其谐波电压(电流)进行测量,检测其是否满足国家标准的相关规定,如不满足,需采取加装滤波装置等相应措施,避免对公用电网的电能质量造成污染,滤波装置可与无功补偿装置配合安装。

其次,光伏电站易造成电网的电压闪变。光伏电站的启动和停运与气候条件等因素有关,其不确定性易造成电网明显的电压闪变;同时,若光伏电站输出突然变化,系统和反馈环节的

电压控制设备相互影响也容易直接或间接引起电压闪变。

最后,对系统电压的影响。光伏电站电压波动可能是出力变化引起,也可能是电站电气系统引起的。若大量光伏电站接入在配网的终端或馈线末端,由于存在反向的潮流,光伏电站电流通过馈线阻抗产生的压降将使沿馈线的各负荷节点处电压被抬高,可能会导致一些负荷节点的电压越限。另外,光伏电站输出电流的变化也会引起电压波动,当光伏电站容量较大时,这将加剧电压的波动,可能引起电压/无功调节装置的频繁动作,加大配电网电压的调整难度。

《光伏(PV)系统 电网接口的特性》IEC 61727 中规定光伏电站总谐波畸变率少于逆变器输出的 5%,各次谐波畸变率限制值见表 2。此范围内偶次谐波限值应小于更低奇次谐波的 25%。

表 2 IEC 61727 推荐的逆变器畸变率限制值

奇 次 谐 波	畸变限制值
3~9	<4.0%
11~15	<2.0%
17~21	<1.5%
23~33	<0.6%
偶 次 谐 波	畸变限制值
2~8	<1.0%
10~32	<0.5%

IEC 61727 中规定光伏电站运行造成的电压闪变,不应超出《谐波电流、电压波动和闪烁测试系统》IEC 61000-3-3(小于 16A 的系统)或《电磁兼容性(EMC)。第 3 部分:极限 第 5 节:额定电流大于 16A 的设备低压供电系统电压波动和闪动的限制》IEC 61000-3-5(16A 及以上的系统)相关章节规定的限值。

在电能质量方面,我国已正式发布了《电能质量 公用电网谐波》GB/T 14549、《电能质量 供电电压偏差》GB/T 12325、《电能

质量 电压波动和闪变》GB/T 12326、《电能质量 三相电压不平衡》GB/T 15543 等规定,本规范规定光伏电站的电能质量按上述标准执行。其中光伏电站向电网注入的谐波电流允许值按照装机容量与公共连接点上具有谐波源的发(供)电设备总容量之比进行分配,引起的长时间闪变值按照装机容量与公共连接点上的干扰源总容量之比进行分配。

9.2.4 光伏发电站检测到电网异常时,一方面应在一定的时间内与电网断开,以有效防止孤岛情况,另一方面,也要保证能运行必要的时间,以避免因短时扰动造成的过多跳闸。

随着光伏发电站接入电网比例的增加,在故障时将电站切除不再是一个合适的策略,因此要求大中型光伏电站能够耐受系统故障状态,在故障清除后能够正常地发出功率,帮助电网恢复频率与电压,减少对电力系统的影响。

由于低电压穿越对地区和整个电网的安全稳定都很必要,因此,已经成为电力调度部门主要关心的问题之一。低电压穿越曲线包括瞬时电压跌落,最低电压水平持续时间以及电压恢复曲线。 T_1 、 T_2 、 T_3 的数值需根据当地电网的保护和重合闸动作时间等实际情况来确定。一般情况下 T_1 为 0.15s, T_2 为 0.625s, T_3 为 2.0s。

9.2.5 本条是考虑在电网重负荷的情况下末端节点电压水平偏低,有可能导致光伏电站输出电流超过额定值,此时光伏电站不应立即解列,而应能够对电网提供短时的支撑。根据调研结果,当逆变器输出电流超过 1.2 额定电流时,逆变器自动关闭输出,一般允许持续时间为 20s~10min。

9.2.6 设置并网总断路器的目的在于逆变器维护时,可以实现电站与电网的安全断开,保证设备与人身安全。

9.3 继电保护

9.3.3~9.3.4 防孤岛保护是针对电网失压后光伏电站可能

继续运行,且向电网线路送电的情况而提出的。孤岛现象的发生,将对维修人员、电网与负荷造成诸多不良影响。如当电网发生故障或中断后,由于光伏发电系统持续独立供电给负载,电力部门认为已经停电的电力设施可能仍然带电,将使得维修人员在进行修复时受到安全威胁;当电网发生故障或中断时,电网不能控制孤岛中的电压和频率,造成电站输出电流、电压和频率出现漂移而偏离电网频率,产生不稳定的情况,且可能含有较大的电压与电流的谐波成分,如果不能将光伏发电站切除,处于孤岛中的用电设备会因电压、频率或谐波的变化而损坏。此外,孤岛供电还干扰电网的正常合闸,降低用户的供电可靠性等。

由于大、中型光伏电站防孤岛保护依靠电站内多个并联逆变器的控制存在技术问题,同时一些逆变器厂商在同时实现低电压穿越和防孤岛保护要求时还存在技术困难,因此大、中型光伏电站无需专门设置孤岛保护,但公用电网继电保护装置必须保障公用电网在发生故障时能够合理切除光伏电站。其中接入用户内部电网的大、中型光伏电站的防孤岛保护能力可由电力调度部门确定。

9.3.5 本条规定目的是保障其他用户的用电可靠性。

9.4 自 动 化

9.4.2 计算机监控系统远动通信设备一般为双套配置,分别以主、备两个通道与调度端进行通信。满足相关调度要求,其容量及性能指标需满足光伏电站端远动功能及规约转换要求,并能实现与光伏电站内其他智能 IED 设备的通信接口,实现数据共享。

9.4.3 在工程设计中,根据各地电力调度部门实际需要,信号会有所不同。

9.4.6 由于配置的调度自动化设备投资较大,考虑到投资方的

经济效益,建议对中、小型光伏电站可根据当地电网实际情况对自动化设备进行适当简化。

9.5 通 信

9.5.2 对于无人站,站内通信部分可以简化。当光伏电站内配有直流系统时,推荐采用一体化电源,通信设备所需的直流电源可由 DC/DC 变换取得。

9.5.3 光伏电站与电力调度部门之间通信方式和信息传输,一般可采用基于 IEC-60870-5-101 和 IEC-60870-5-104 的通信协议。

9.6 电 能 计 量

9.6.1 电能计量点原则上应设置在电站与电网设施的产权分界处,但为了便于计量和管理,经双方协商同意,也可设置在购售电合同协议中规定的贸易结算点处。

10 建筑与结构

10.1 一般规定

10.1.1 光伏电站主要配备有综合控制室、变配电站、水泵房、汽车库、警卫室等。根据项目规模及总体布置,这些站、室可增减或合并。本条规定了以上站房布置的基本要求。

10.1.2 站房建筑平面和空间布局一般具有适当的灵活性,为生产工艺的扩建、调整创造条件。

10.1.3 光伏一体化的建筑设计应与光伏发电系统设计同步进行。建筑设计需要根据选定的光伏发电系统类型,确定光伏组件形式、安装面积、尺寸大小、安装位置方式,考虑连接管线走向及辅助能源及辅助设施条件,明确光伏发电系统各部分的相对关系,合理安排光伏发电系统各组成部分在建筑中的位置,并满足所在部位防水、排水等技术要求。建筑设计需为光伏发电系统各部分的安全检修、光伏构件表面清洗等提供便利条件。

10.1.4 根据现行国家标准《建筑抗震鉴定标准》GB 50023 的规定,当需要改变结构的用途和使用环境的现有建筑时,需要进行抗震鉴定。抗震鉴定指对现有建筑物是否存在不利于抗震的构造缺陷和各种损伤进行系统“诊断”,因此其基本内容、步骤、要求和鉴定结论必须依照现行国家标准《建筑抗震鉴定标准》GB 50023 的要求执行,确保鉴定结论的可靠性。

10.2 地面光伏电站建筑

10.2.2 地面光伏电站建筑物的节能设计,主要以加强建筑围护结构的热工性能及自然通风采光为主。建筑热工设计主要包括建筑物及其围护结构的保温、隔热和防潮设计,所采取的主要措施

有:控制窗户面积,提高窗户气密性;围护结构实际采用的传热阻尽量接近经济传热阻;在严寒和寒冷地区,入口处设置门斗,加强外门、窗保温等。采取这些措施后,将在一定程度上降低采暖和空调能耗,提高经济和社会效益。

建筑物设计中,需合理布置各用房的外墙的开窗位置、窗口大小、开窗方向,有效地组织与室外空气直接流通的自然风,提高各用房的空气质量,降低设备运行温度。

建筑设计中宜尽量争取好的朝向。各类房间的平面空间组合需有利于获取良好的天然采光,这样既可以保证卫生,又可以节约能源。各类用房的采光标准应按现行国家标准《建筑采光设计标准》GB/T 50033 中的有关规定执行。

10.2.3 在严寒和寒冷地区,一般可采用双层玻璃窗以满足保温要求。在风沙较大的荒漠地区,外门窗还需有防风沙措施。

10.3 屋顶及建筑一体化

10.3.1 根据我国的地理条件,建筑单体或建筑群体朝南可为光伏发电系统接收更多的太阳能创造条件。安装光伏发电系统的建筑,建筑间距需满足所在地区日照间距要求,且不能因布置光伏发电系统而降低相邻建筑的日照标准。

10.3.2 一般情况下,建筑的设计寿命是光伏发电系统寿命的 2 倍~3 倍,光伏组件及系统其他部件在构造、型式上需利于在建筑围护结构上安装,便于维护、修理、局部更换。为此,建筑设计需为光伏发电系统的日常维护,尤其是光伏组件的安装、维护、日常保养、更换提供必要的安全便利条件。

当光伏发电系统从交流侧断开后,直流侧的设备仍有可能带电。因此,光伏发电系统直流侧应设置触电警示和防止触电的安全措施。

10.3.3 安装在建筑屋面、阳台、墙面、窗面或其他部位的光伏组件,应满足该部位的承载、保温、隔热、防水及防护要求,并应成为

建筑的有机组成部分,保持与建筑和谐统一的外观。

10.3.4 当对投射到光伏组件上的阳光造成遮挡时,会减少发电量,影响组件的正常使用。因此,在进行建筑周围的景观设计和绿化种植时,要避免对投射到光伏组件上的阳光造成遮挡,从而保证光伏组件的正常工作。

10.3.7 建筑主体结构在伸缩缝、沉降缝、抗震缝的变形缝两侧会发生相对位移,光伏组件跨越变形缝时容易遭到破坏,造成漏电、脱落等危险。所以光伏组件不应跨越主体结构的变形缝,或应采用与主体建筑的变形缝相适应的构造措施。

10.3.8 光伏组件温度升高,特别是高于 85°C 时会严重影响发电量。因此,安装光伏组件时,应采取必要的通风降温措施以抑制其表面温度升高。

10.3.11 光伏幕墙的性能应与所安装普通幕墙具备同等的强度,以及具有同等保温、隔热、防水等性能,保证幕墙的整体性能。

10.4 结 构

10.4.1 按照现行国家标准《建筑结构可靠度设计统一标准》GB 50068,光伏电站建(构)筑物的结构设计使用年限为 50 年,结构在规定的设计使用年限内应具有足够的可靠度。

10.4.3 一般情况下,建筑的抗震设防烈度应采用根据中国地震动参数区划图确定的地震基本烈度。

10.4.5 在新建建筑上安装光伏发电系统时,结构设计时需事先考虑其传递的荷载效应;在既有建筑物上安装光伏发电系统时,需进行结构安全复核。

10.4.10 进行结构设计时,不但要校核安装部位结构的强度和变形,而且需要计算支架、支撑金属件及各个连接节点的承载能力。光伏方阵与主体结构的连接和锚固必须牢固可靠,主体结构的承载力必须经过计算或实物试验予以确认,并要留有余地,防止偶然因素产生破坏。

11 给排水、暖通与空调

11.1 给 排 水

11.1.2 条件允许时,可与农业、水利、邻近城镇和工业企业协调,综合利用水资源。

11.2 暖通与空调

11.2.1 由于空气调节系统的初投资和运行费用较高,因此,建(构)筑物是否设置全年使用的空气调节系统应从多个方面进行综合分析。建筑物所在地的室外气象条件、建筑物室内温、湿度要求以及投资是影响空调系统设置与否的主要因素,需要充分考虑。

11.2.2 光伏电站建筑物可采用散热器采暖、燃气红外线辐射采暖、热风采暖及热空气幕、电采暖等采暖方式。

11.2.4 因环境温度太低会影响蓄电池容量,温度太高会影响其使用寿命,可按现行行业标准《电力工程直流系统设计技术规程》DL/T 5044 选择蓄电池。

11.2.5 位于严寒和寒冷地区的建筑物在非工作时间或中断使用时间内,室内温度应保持在 4°C 以上,当利用房间蓄热量不能满足要求时,需按 5°C 设置值班采暖系统。

11.2.9 逆变器工作时散热量较大,需采取有效的通风降温措施,保证设备正常运行。

12 环境保护与水土保持

12.2 污 染 防 治

12.2.1 为避免重复投资,有条件的光伏发电站的生活污水可引入集中污水处理系统统一处理,但当企业周围没有污水集中处理场,或有集中处理场但距离太远时,可采用厂内集中处理、回收利用或达标排放。

12.2.3 设计时需对设备制造企业提出要求,采取措施,有效降低噪声。

13 劳动安全与职业卫生

13.0.1 大、中型光伏电站在项目可行性研究阶段,可根据需要单独编制《劳动安全与职业卫生专篇》。

13.0.2 《中华人民共和国劳动法》规定:“劳动安全与职业卫生设施必须符合国家规定的标准。新建、改建、扩建工程的劳动安全与职业卫生设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。”

14 消 防

14.1 建(构)筑物火灾危险性分类

14.1.1 表 14.1.1 系根据现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 及《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229 的规定,结合光伏电站内建筑物的特性确定。

14.1.4 表 14.1.4 系根据现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的规定,结合光伏电站内建筑物的特性确定。

14.1.5 主控制室是光伏电站的核心,是人员集中的地方,有必要限制其可燃物放烟量,减少火灾损失。

14.1.6 本条为强制性条文,必须严格执行。带油电气设备在使用过程中容易引发火灾。一旦发生火灾,为了防止火势蔓延到与其贴邻或靠近该建(构)筑物的其他建(构)筑物,在与其他建(构)筑物贴邻或靠近侧应设置防火墙。

14.1.7 光伏电站占地面积大,光伏组件阵列区道路布置为环形后更易于满足消防半径要求。

14.2 变压器及其他带油电气设备

14.2.4 本条为强制性条文,必须严格执行。由于 35kV 以上屋外配电装置中带油设备较多且较大,如发生火灾容易向周边蔓延,因此应安装在有不燃烧实体墙的间隔内。

总油量超过 100kg 的屋内油浸变压器单独设置变压器室(35kV 变压器和 10kV、80kV·A 及以上的变压器油量均超过 100kg),并设置灭火设施,目的也是防止火势向周边蔓延。

14.3 电 缆

14.3.1 电力电缆发热量较大,火灾发生几率远大于控制电缆或通讯电缆,采用适当的防火分隔措施可提高监控系统的可靠性。

14.3.2 电缆的火灾事故率在光伏电站较低。考虑到光伏电站电缆分布广,如在电站内大量设置固定的灭火装置,不仅投资太高,而且从发现火情到人员赶到地方需要一定的时间,鉴于电缆火灾的蔓延速度很快,仅仅靠灭火器不一定能及时防止火灾蔓延,为了尽量缩小事故范围,缩短修复时间并节约投资,在电缆沟道内应采用分隔和阻燃作为应对电缆火灾的主要措施。

14.5 消防给水、灭火设施及火灾自动报警

14.5.1 根据现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 确定光伏电站消防给水的基本原则。消防用水可由城市给水管网、天然水源或消防水池供给。利用天然水源时,其保证率不应小于97%,且应设置可靠的取水设施。在我国,有些地区水源十分丰富(例如长江三角洲地区等),有的地区常年干旱,水资源十分缺乏(如西北地区等),因此光伏电站消防水源的选择应根据当地实际情况确定。

14.5.4 根据现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 和光伏电站实际情况,光伏阵列区主要由电气设备构成,白天直流侧始终带电,不适合采用水消防。

14.5.14 根据现行国家标准《火力发电厂与变电站设计防火规范》GB 50229 的规定,50MW 及以上的火力发电厂在重点部位设置火灾探测报警系统。光伏电站火灾危险源主要是电缆及电气类设备,因光伏电站发电量由太阳辐射大小决定,其电气设备负荷及电缆载流量也随太阳辐射量的变化而变化,早晚为零,中午接近设计值,因此光伏电站火灾发生概率较常规火电厂小许多。结合光伏电站特性,建议大型光伏电站或无人值守电站设置火

灾报警系统,并相应规定火灾探测报警系统的设置范围,以减少设备投资。

14.5.15 根据现行国家标准《建筑灭火器配置设计规范》GB 50016,结合光伏电站的实际情况,规定了主要建筑物火灾危险类别和危险等级。建筑物不同的火灾危险类别和危险等级需配不同种类的灭火设施,才能防患于未然。

14.6 消防供电及应急照明

14.6.1 消防电源采用双电源或双回路供电时,为了避免一路电源或一路母线故障造成消防电源失去,延误消防灭火的时机,保证消防供电的安全性和消防系统的正常运行,规定两路电源供电至末级配电箱进行自动切换。但是在设置自动切换设备时,要有防止由于消防设备本身故障且开关拒动时造成的全站站用电停电的保护措施,因此需配置必要的控制回路和备用设备,保证可靠的切换。

14.6.2 光伏电站主控室、配电装置室在发生火灾时应能维持正常工作,疏散通道是人员逃生的途径,应设置火灾事故照明。

/N:1580177-930



1017 793000 >



统一书号: 1580177-930

定 价: 26.00元