工程建设强制性国家规范

《太阳能发电工程项目规范》

（征求意见稿）

电子邮箱：13717596911@139.com。

通信地址：北京市西城区六铺炕北小街2号；邮编：100120。

2020年 6 月

**目 次**

[1 总则 1](#_Toc32599)

[2 基本规定 2](#_Toc8578)

[3 光伏发电工程 4](#_Toc1515)

[3.1 一般规定 4](#_Toc14880)

[3.2 光伏阵列 4](#_Toc29347)

[3.3 电气系统 5](#_Toc7526)

[4 太阳能热发电工程 7](#_Toc25897)

[4.1 一般规定 7](#_Toc9968)

[4.2 聚光集热系统 8](#_Toc728)

[4.3 储换热系统 9](#_Toc1555)

[4.4 发电岛系统 10](#_Toc1914)

[4.5 电气系统 11](#_Toc12849)

[附：起草说明 12](#_Toc29876)

**1 总则**

1.0.1 为在太阳能发电工程项目规划、建设、验收、运行及拆除中保障人身健康和生命财产安全、国家安全、生态环境安全以及满足经济社会管理基本需要，依据有关法律、法规，制定本规范。

1.0.2 本规范是太阳能发电工程项目的规划、建设、验收、运行及拆除等过程技术和管理的基本要求。新建、扩建和改建的太阳能发电工程项目的规划、建设、验收、运行及拆除，必须遵守本规范。

1.0.3 太阳能发电工程项目的规划、建设、验收、运行及拆除，除应符合本规范要求外，尚应遵守国家有关法律法规和强制性标准的规定。

1.0.4 采用可靠的新技术、新工艺、新设备、新材料时，若技术措施与本规范的规定不一致时，必须采取合规性判定。

**2 基本规定**

2.0.1 太阳能发电工程项目应符合国家能源和区域的发展战略。

2.0.2 太阳能发电工程项目建设中的安全设施和环保设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投产和使用。

2.0.3 太阳能发电工程项目发现安全事故隐患的，应制定应急预案并采取措施。

2.0.4 光伏发电工程项目应分为光伏电站、分布式光伏系统、户用光伏系统。光伏电站按总装机容量分为大、中、小型，大于500MW为大型、小于等于500MW且大于等于50MW为中型，小于50MW为小型。分布式光伏系统的下限是户用系统的上限，分布式光伏系统的上限是6MW。户用光伏系统的用户侧单点并网容量应不超过50kW。分布式光伏系统的用户侧单点并网容量应大于50kW且不超过6MW。

2.0.5 太阳能热发电工程项目按总装机容量分为大、中、小型，大于等于400MW为大型、小于400MW且大于等于50MW为中型，小于50MW为小型。

2.0.6 太阳能发电工程项目前期应对开发建设条件进行调查。

2.0.7 项目前期应对站址所在地的区域进行太阳能资源评估。用于太阳能热发电工程项目的太阳能资源评估的现场观测数据应为连续观测记录，且不少于一个完整年。

2.0.8 在地理信息与气象环境数据的采集、存储、传输及使用过程中应符合国家法律法规对保密及安全的有关要求。

2.0.9 太阳能发电工程的设计使用年限不应小于25年。

2.0.10 太阳能发电工程生产运行过程应防止、减少环境污染和生态破坏。

2.0.11 生产运行工作人员应配备职业健康与安全防护设施。

2.0.12 电气设备的布置应满足带电设备与生产运行工作人员之间的安全防护距离要求，并应有必要的隔离防护、防止误操作和安全接地措施。

2.0.13 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。

2.0.14 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。

2.0.15 太阳能发电工程应履行验收程序，未经验收或验收不合格的工程不得交付使用。

2.0.16 在设计使用年限内，太阳能发电工程应保证在正常使用和维护条件下的可靠运行。当达到设计使用年限时或遭遇重大事故灾害后，若继续使用，应对其进行评估。

2.0.17 太阳能发电系统应安装电能计量装置，并经校验合格后投入使用。并网系统应具有相应的并网保护功能。

2.0.18 除户用系统外，太阳能发电工程项目调试试运行前，应编制调试试运行大纲。

2.0.19 并网太阳能发电工程涉及电网安全稳定运行的数据网应采取安全防护措施，与公共信息网安全隔离。

2.0.20 除户用系统外，太阳能发电工程项目规划、建设、验收、运行及拆除应建立相应的档案。

2.0.21 太阳能发电工程拆除应遵循环保和回收利用的原则，必须制定安全防护措施和拆除程序。应对拆除后场地进行清理，对所有零部件进行妥善处置，严禁造成环境污染和生态破坏。

**3 光伏发电工程**

**3.1 一般规定**

3.1.1 建筑光伏发电工程利用既有建筑时，必须进行建筑结构安全、建筑电气安全的复核，并应满足光伏组件所在建筑部位的防火、防雷、防静电等相关功能要求和建筑节能要求。工程实施不应降低既有建筑物的使用标准。

3.1.2 直接以光伏组件构成建筑围护结构时，应满足所在部位的建筑围护、建筑节能、结构安全和电气安全要求。

3.1.3 建筑光伏系统中，在人员有可能接触或接近光伏系统的位置，应设置防触电警示标识。

3.1.4 光伏玻璃幕墙和采光顶背面应通风良好，光伏玻璃幕墙和采光顶组件温度不应超过90℃。

3.1.5 建筑光伏系统选用电气设备发出的噪声限值应符合对社会生活噪声污染源达标排放的要求。光伏玻璃幕墙应避免引起二次反射光污染。

3.1.6 水面光伏电站不应对原有水体的水质造成不良影响。

3.1.7 水面光伏电站采用漂浮结构时，其结构应具有抗风浪能力。浮体不应采用易燃材料。光伏方阵的布置应满足光伏方阵之间、光伏方阵与周边水域行船之间的安全距离要求，并应设置安全标识。

**3.2 光伏阵列**

3.2.1 光伏发电工程光伏阵列区的防洪标准不应低于30年。

3.2.2 光伏阵列区布置应遵循节约集约用地和充分利用太阳能资源的原则。

3.2.3 光伏阵列区建设应遵循因地制宜、随坡就势原则，避免大面积挖填、减少水土流失。

3.2.4 光伏发电工程光伏支架和基础应按承载能力极限状态设计，并满足正常使用极限状态的要求。

3.2.5 光伏支架的安全等级为三级，结构重要性系数不应小于0.95。

3.2.6 支架基础设计安全等级不应小于上部支架结构设计安全的等级，结构重要性系数对于光伏发电站支架基础不应小于0.95。

3.2.7 对于建筑光伏系统，光伏阵列的支架连接件与主体结构的锚固承载力应大于连接件本身的承载力。

3.2.8 对于建筑光伏系统，当光伏阵列的支架不能与主体结构锚固时，应设置支架基座。光伏支架基座应进行抗滑移和抗倾覆验算。

3.2.9 对于建筑光伏系统，抗震设防烈度为6度及以上地区的建筑光伏组件或方阵的支架应进行抗震设计。

3.2.10 光伏方阵应设置接地网，接地连续、可靠，工频接地电阻应小于4Ω。

3.2.11 对于光伏建筑一体化项目，光伏组件安装应避免跨越建筑物变形缝。

3.2.12 光伏支架的桩基础施工完成后，必须进行混凝土强度、桩身完整性抽样检测并应进行承载力静载荷试验检验。光伏支架的桩基础应以受力点开展竖向抗压、抗拔抽检，抽检数量不应少于总桩数的1‰、且不应少于6根。

3.2.13 光伏组件安装过程中，施工安装人员应采取防触电措施，严禁触摸光伏组件串的带电部位，严禁在雨中进行光伏组件的接线工作。当光伏系统安装位置上空有架空电线时，应采取保护和隔离措施。

3.2.14 光伏支架堆存、转运、安装过程中不应破坏支架防腐层。

3.2.15 含逆变器室、就地升压变压器的光伏方阵区应设置消防沙箱和干粉灭火器。

**3.3 电气系统**

3.3.1 光伏组件、逆变器、汇流箱应通过检测认证。

3.3.2 低压并网光伏系统与公共电网之间应设置隔离装置。光伏系统在并网处应设置并网专用低压开关箱（柜），并设置专用标识和“警告”、“双电源”提示性文字和符号。

3.3.3 建筑光伏系统不应作为消防应急电源。

3.3.4 光伏直流电缆应满足耐候、耐紫外线辐射要求。电缆截面应满足最大输送电流的要求。

3.3.5 光伏电站户外电气设备防护等级不应低于IP54。水面漂浮式光伏电站布置在水面上的电气设备，应采取防水措施。

3.3.6 水面或水下敷设的电缆必须采用防水电缆。

3.3.7 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。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。

3.3.8 交流汇流箱与组串式逆变器电缆接引前，必须确认箱式变压器侧和组串式逆变器侧均有明显断开点。集中式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。

3.3.9 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。逆变器在运行状态下，严禁断开无灭弧能力的汇流箱总开关或熔断器。

3.3.10 并网逆变器应具备低电压穿越能力。

3.3.11 光伏方阵应设置接地网，并充分利用支架基础金属构件等自然接地体，接地连续、可靠，接地电阻应小于4Ω。

3.3.12 在既有建筑上安装或改造光伏系统应按建筑工程审批程序进行专项工程的设计、施工和验收。

**4 太阳能热发电工程**

**4.1 一般规定**

4.1.1 太阳能热发电工程应遵循节约集约用地、用水和充分利用太阳能资源的原则。

4.1.2 太阳能热发电工程供水水源应稳定可靠。采用单一水源可靠性不能保证时，应设备用水源。采用多水源供水时，应满足在事故时能相互调度。

4.1.3 具备储能系统的大型、中型太阳能热发电站，应具有电力调峰、调频的能力。

4.1.4 太阳能热发电工程应根据资源及建设条件，进行系统优化和技术经济比较后，确定聚光集热、储换热、发电岛系统性能指标水平。

4.1.5 太阳能热发电工程建（构）筑物的安全等级应按表4.1.5的规定执行。

**表4.1.5 太阳能热发电工程建（构）筑物的安全等级**

|  |  |
| --- | --- |
| 安全等级 | 建（构）筑物类型 |
| 一级 | 高度不小于150m的吸热塔 |
| 二级 | 除一、三级以外的其他生产建（构）筑、辅助及附属建（构）筑物 |
| 三级 | 围墙、车棚 |

4.1.6 抗震设防烈度为6度及以上地区的太阳能热发电工程建（构）筑物应进行抗震设计,抗震设防类别的划分应符合下列规定：

1 吸热塔构筑物、集控楼建筑物应划为重点设防类（乙类）；

2 除第1、3款以外的其他生产建筑、辅助及附属建筑物应划分为标准设防类（丙类）；

3 围墙、车棚、材料库等次要建筑物应划分为适度设防类（丁类）。

4.1.7 根据地基复杂程度、建筑物规模和功能特征以及由于地基问题可能造成建筑物破坏或影响正常使用的程度，太阳能热发电工程地基基础设计分为三个设计等级，设计时应根据具体情况，按表4.1.6选用。

**表4.1.6 地基基础设计等级**

|  |  |
| --- | --- |
| 设计等级 | 建（构）筑物名称 |
| 甲 级 | 汽机房（包括汽轮发电机基础）、主（集）控制楼、5000m3以上储热介质储罐基础、220kV及以上的屋内配电装置楼、高度大于等于100m的吸热塔、淋水面积大于等于10000m2的自然通风冷却塔、岸边水泵房（软弱地基）、空冷凝汽器支撑结构及其他厂房建筑、场地及地质条件复杂的建筑物、高边坡等 |
| 乙 级 | 定日镜基础，除甲、丙级以外的其他生产建筑、辅助及附属建筑物 |
| 丙 级 | 检修间、材料库、汽车库、材料棚库、警卫传达室、围墙及临时建筑 |

4.1.8 太阳能热发电站应设置可靠接地网，接地网应按电站主体工程寿命进行防腐设计。

4.1.9 吸热塔的楼梯、平台、孔洞等周围，均应设置栏杆或盖板。楼梯、平台均应采用防滑措施。

4.1.10 采用熔融盐或导热油的太阳能热发电系统，应根据场址气候条件、设备配置及系统特点采用防凝方案。熔融盐管道、阀门、仪表应配置伴热系统。

4.1.11 伴热电缆在敷设前后应进行检查，伴热电缆应经隐蔽工程验收合格后方可进行保温施工。

4.1.12 太阳能热发电镜场布置应因地制宜，符合自然资源和生态环境保护要求。

4.1.13 太阳能热发电站废水应经无害化处理后循环利用或达标排放。

4.1.14 太阳能热发电工程项目在运行阶段应制定安全和运行手册。运行维护人员必须接受专门的培训。

**4.2 聚光集热系统**

4.2.1 太阳能热发电工程集热场区的防洪标准不应低于50年。

4.2.2 吸热塔航空标识的设置，应符合航空飞行器安全飞行的要求。

4.2.3 太阳能热发电工程集热场区的支架和基础应按承载能力极限状态设计，并满足正常使用极限状态的要求。支架基础设计安全等级不应小于上部支架结构设计安全等级。

4.2.4 吸热器周围应采取防止集热场能量对吸热器周边设备和结构造成损坏的防护措施。

4.2.5 导热油系统安装结束后，所有管道必须经强度试验合格。

4.2.6 导热油管路阀门、集热器（SCE）间的旋转接头处，应采取泄漏应对措施。

4.2.7 聚光集热系统的跟踪设备应具备将自身置于安全位置的功能。

4.2.8 在生态环境脆弱的地区建设的太阳能热发电站，集热场区电缆敷设应避免大面积挖填。

4.2.9 塔式太阳能热发电站外置式熔融盐吸热器，应在进口缓冲罐上设置安全装置。水工质吸热器的汽包、过热器出口和再热器进口应设置安全阀，或采取其他安全措施。

4.2.10 定日镜或集热器支架桩基础施工完成后，应进行基桩检测，抽检数量不应少于总桩数的1‰、且不应少于6根。

4.2.11 吸热塔结构施工时应根据工艺要求制定大件设备吊装方案，保证吸热塔周围建（构）筑物及人员安全。

4.2.12 滑模施工模板滑升速度必须由混凝土早期强度增长速度确定。

4.2.13 吸热塔滑模在滑升过程中，应随时检查操作平台结构、支承杆的工作状态及混凝土的凝结状态，发现异常时，应及时分析原因并采取有效的处理措施。

4.2.14 吸热塔模板提模或滑升前应进行1.25倍的满负荷静载试验和1.1倍的满负荷滑升试验。

4.2.15 吸热塔施工采用电动（液压）提模或滑动模板工艺施工时，模板须进行专项设计。

4.2.16 熔融盐吸热器及熔融盐换热器应有事故排盐措施。

4.2.17 吸热塔内的辅助设备用房应采用耐火极限不低于2小时的防火隔墙或1.5小时的楼板与吸热器本体分隔。吸热塔内应设置火灾报警系统。

**4.3 储换热系统**

4.3.1 吸热器出口高于450℃熔融盐下塔管道应装设蠕变监察段，监察段应设置在靠近出口缓冲罐出口管段上。

4.3.2 太阳能热发电站熔融盐管道监察段上不应开孔和安装仪表插座，也不应安装支吊架。

4.3.3 熔融盐的运输应当依照有关法规的规定取得运输许可。

4.3.4 导热油管道法兰结合面应用质密、耐油和耐热的垫料，不应采用塑料垫、橡皮垫和石棉垫。

4.3.5 导热油系统的设备及管道的保温材料，应采用不燃烧材料。

4.3.6 导热油注入和熔融盐融化应制定专项方案。

4.3.7 熔融盐储罐区应设防护堤。导热油储存区集油坑应采取防渗漏措施。

4.3.8 熔融盐储罐基础应采用隔热基础，并进行相应的热工计算和应力分析。

4.3.9 熔融盐泵支架应根据熔融盐泵的动参数进行结构谐响应动力分析。

4.3.10 熔融盐储罐的罐壁和罐底边缘板用钢应为一级板，并应逐张进行超声检测。储罐焊缝焊接前应进行焊接工艺评定。储罐罐壁、罐底板、底圈罐壁板与罐底边缘板之间的焊缝质量等级应达到一级。

4.3.11 当辅助能源采用天然气且室内布置时，其泄压部位应避免面对人员集中场所和主要交通道路。

4.3.12 太阳能热发电站设置的自动灭火系统、与消防有关的电动阀门及交流控制负荷，应按保安负荷供电。当机组无保安电源时，应按Ⅰ级负荷供电。

4.3.13 抗震设计时，设备抗震重要度应按设备用途和地震破坏后的危害程度分为以下四类。

第一类，除第二、三、四类以外的设备。

第二类，附录X 压力容器分类中II类压力容器，以及加热炉和高度为20m～80m的直立设备。

第三类，附录X 压力容器分类中III类压力容器，以及加热炉和高度大于80m的直立设备。

第四类，消防用途的设备。

抗震计算时，设备抗震重要度系数应根据设备抗震重要度类别按下表选用。

**表 4.3.13 重要度系数**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 设备抗震重要度类别 | 第一类 | 第二类 | 第三类 | 第四类 |
| 重要度系数 | 0.90 | 1.00 | 1.10 | 1.20 |

**4.4 发电岛系统**

4.4.1 汽轮机本体的安装程序，应符合其技术文件的要求，不应因设备供应、图纸交付、现场条件原因更改安装程序。

4.4.2 发电机定子吊装就位前，与起吊有关的建筑结构、起重机械、辅助起吊设施等强度必须经过核算，并应作性能试验，以满足起吊要求。

4.4.3 集中控制室的疏散出口不应小于2个。

4.4.4 集中控制室不应穿行汽、水、油等工艺管道。集中控制室应设置整体刚性防水楼、屋面。

**4.5 电气系统**

4.5.1 塔式太阳能热发电站顶部和外墙上接闪器必须与构筑物栏杆、旗杆、管道、设备、门窗、支架等外露金属进行可靠的电气连接。

4.5.2 导热油系统内的的电机及电缆应考虑防爆要求。

4.5.3 太阳能热发电站应根据运行模式配置保安电源。运行过程中，聚光集热系统定日镜和熔融盐主循环泵不应同时失电，槽式或线性菲涅尔式集热单元和导热介质主循环泵不应同时失电。

4.5.4 太阳能热发电站镜场户外电气、控制设备防护等级不应低于IP54。

# 附：起草说明

1. **起草过程**

根据国务院《深化标准化工作改革方案》（国发〔2015〕13号）要求，2016年住房城乡建设部印发了《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》（建标〔2016〕166 号），并在此基础上，全面启动了构建强制性标准体系、研编工程规范工作。

2018年住房城乡建设部下达了《风力发电工程项目规范》的研编任务，本征求意见稿是在研编成果的基础上形成。

1. **起草单位、起草人员**
2. 起草单位

水电水利规划设计总院、中国电建集团西北勘测设计研究院有限公司、国家电力投资集团黄河上游水电开发有限责任公司、中国电建集团中南勘测设计研究院有限公司、中国电建集团北京勘测设计研究院有限公司、中国电建集团河北省电力勘测设计研究院有限公司、上海电力设计院有限公司、西北水利水电工程有限责任公司、中国长江三峡集团公司、中国广核新能源控股有限公司、阳光电源股份有限公司、晶澳太阳能股份有限公司、浙江中控太阳能技术有限公司、北京首航艾启威节能技术股份有限公司、山东电力建设第三工程公司

1. 起草人员

水电水利规划设计总院：易跃春、谢宏文、王霁雪、韦惠肖、秦潇、吕嵩、付正宁、陆国成、王烁、郭珍妮；

中国电建集团西北勘测设计研究院有限公司：肖斌、周治、徐翔、张俊峰、陈刚、王迎春、王晓、陈庆文、梁敏、敖旭东、曹媛、李玉芹；

国家电力投资集团黄河上游水电开发有限责任公司：谢小平、庞秀岚、苏晓军、张伟、马成邦、季晓坤、李晓峰、汪洋、任继平、郑璐；

中国电建集团中南勘测设计研究院有限公司：徐灿君、曾勇、黄志玮、梁甜、朱哲；

中国电建集团北京勘测设计研究院有限公司：王慧博、马燕、徐珊珊、胡叶荻；

中国电建集团河北省电力勘测设计研究院有限公司：杨立辉、郑立国、吕海勇；

上海电力设计院有限公司：章荣国，冯云岗，沈彬，董弋荻；

西北水利水电工程有限责任公司：王银东、白雪源；

中国长江三峡集团公司：尹显俊、徐军、张学礼、帅争峰；

中国广核新能源控股有限公司：朱小炜、莫威、汪明雪、许程；

阳光电源股份有限公司：张挺、黄晓阁；

晶澳太阳能股份有限公司：孙杰；

浙江中控太阳能技术有限公司：金建祥、徐能、宓霄凌、周慧；

北京首航艾启威节能技术股份有限公司：李响、郭扬；

山东电力建设第三工程公司：张建亮、温建磊、刘志军、赵建亮、徐荣亮。

1. **术语**
2. 光伏发电工程

指利用光伏组件将太阳能转换为电能、并与公共电网有电气连接的工程实体，由光伏组件、逆变器、线路等电气设备、监控系统和建（构）筑物组成。

1. 光伏电站

指利用光伏组件将太阳能转换为电能、并按电网调度部门指令向公共电网送电的电站，由光伏组件、逆变器、线路、开关、变压器、无功补偿设备等一次设备和继电保护、站内监控、调度自动化、通信等二次设备组成。

1. 光伏组件

具有封装及内部联接的，能单独提供直流电的输出、最小不可分割的太阳电池组合装置，又称为太阳电池组件。

1. 逆变器

光伏发电站内将直流电变换成交流电的设备。

1. 光伏阵列

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。

1. 塔式太阳能热发电站

集热场有定日镜和位于高塔上的吸热器组成的太阳能热发电站。

1. 吸热器

用于接收太阳能辐射的装置，包括吸热体和任何附带的透明盖层。

1. 吸热塔

支撑吸热器及配套系统的高耸结构，包括钢筋混凝土结构、钢结构和混合结构型式。

1. 集热场

将太阳能聚集并转化为热能的区域，一般有定日镜场、吸热塔组成。

1. 定日镜

以机械驱动方式使太阳辐射恒定地朝一个方向反射的反射器。

1. 定日镜场

由多台定日镜组成将太阳辐射聚集至吸热装置的区域。

1. **条文说明**

为便于政府有关管理部门和建设、设计、施工、科研等单位有关人员在使用规范时能正确理解和执行条文规定，规范编制组按照条、款顺序编制了本规范的条文说明。但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。

1 总则

1.0.1 【条文】

为在太阳能发电工程项目规划、建设、验收、运行及拆除中保障人身健康和生命财产安全、国家安全、生态环境安全以及满足经济社会管理基本需要，依据有关法律、法规，制定本规范。

【条文分析】

《工程建设国家标准管理办法》、《工程建设规范研编工作指南》提出工程建设规范的总体目的：保障人民生命财产安全、人身健康、工程质量安全、生态环境安全、公众权益和公共利益，以及促进能源资源节约利用。

1.0.2 【条文】

本规范是太阳能发电工程项目的规划、建设、验收、运行及拆除等过程技术和管理的基本要求。新建、扩建和改建的太阳能发电工程项目的规划、建设、验收、运行及拆除，必须遵守本规范。

【条文分析】

本条文规定了本规范的适用范围，应包含太阳能发电工程项目全生命周期各阶段。

1.0.3 【条文】

太阳能发电工程项目的规划、建设、验收、运行及拆除，除应符合本规范要求外，尚应遵守国家有关法律法规和强制性标准的规定。

【条文分析】

本条文明确了本规范的地位和应用范围，并说明了与其他国家有关法律法规和强制性标准间的衔接关系。

1.0.4 【条文】

采用可靠的新技术、新工艺、新设备、新材料时，若技术措施与本规范的规定不一致时，必须采取合规性判定。

【条文分析】

当因技术的发展可能会有其他满足功能、性能的新方法、新工艺，对于其中能够达到功能、性能的技术措施，在实施前，应采用专家论证会等方法进行技术判定。

2 基本规定

2.0.1 【条文】

太阳能发电工程项目建设应符合国家能源和区域的发展战略。

【条文分析】

为满足经济社会管理基本需要，对于投资大、用地范围大、消纳需求大的大型地面光伏发电工程项目、太阳能热发电工程项目，应加强规划管理，促进太阳能发电工程建设有序健康发展。

2.0.2 【条文】

太阳能发电工程项目建设中的安全设施和环保设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投产和使用。

【条文出处】

本条文出自《中华人民共和国安全生产法》第二十八条。

【参考条文原文】

第二十八条 生产运营单位新建、改建、扩建工程项目（以下统称建设项目）的安全设施，必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。安全设施投资应纳入建设项目概算。

【条文分析】

本条文规定了太阳能发电工程项目建设的有关“三同时”的建设原则。《中华人民共和国安全生产法》第二十四条，《中华人民共和国环境保护法》第二十六条和《中华人民共和国水法》第五十三条都分别规定了有关安全生产、环保和节水设施建设应“与主体工程同时设计、同时施工、同时投产和使用”的要求。太阳能发电工程项目应认真贯彻执行这些规定，不应带着安全隐患或高能耗运行，不应先运行后治理污染。

2.0.3 【条文】

太阳能发电工程项目发现安全事故隐患的，应制定应急预案并采取措施。

【条文出处】

本条文出自《中华人民共和国安全生产法》2014修订版第三十八条。

【参考条文原文】

第三十八条 生产经营单位对重大危险源应当登记建档，进行定期检测、评估、监控，并制定应急预案，告知从业人员和相关人员在紧急情况下应当采取的应急措施。

【条文分析】

为保障人身健康和生命财产安全，提出消除安全事故隐患的要求。本条为新编条文。

2.0.4 【条文】

光伏发电工程项目应分为光伏电站、分布式光伏系统、户用光伏系统。光伏电站按 总装机容量分为大、中、小型，大于500MW为大型、小于等于500MW且大于等于50MW为中型，小于50MW为小型。分布式光伏系统的下限是户用系统的上限，分布式光伏系统的上限是6MW。户用光伏系统的用户侧单点并网容量应不超过50kW。分布式光伏系统的用户侧单点并网容量应大于50kW且不超过6MW。

【条文出处】

本条文出自《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012第4.0.3、6.2.3条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

4.0.3 光伏发电站防洪设计应符合下列要求：

1 按不用规划容量，光伏发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。



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，站区设备基础顶标离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。

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lMWp。2 中型光伏发电系统：安装容量大于lMWp和小于或等于30MWp。3 大型光伏发电系统：安装容量大于30MWp 。

【条文分析】

本条文的规定是为满足经济社会管理基本需要，便于按规模大小和设计基准期确定设计标准，对太阳能光伏发电项目规模进行了划分。

2.0.5 【条文】

太阳能热发电工程项目按总装机容量分为大、中、小型，大于等于400MW为大型、小于400MW且大于等于50MW为中型，小于50MW为小型。

【条文出处】

本条文出自《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018第3.0.2条及《槽式太阳能光热发电站设计规范》（征求意见稿）第3.0.3条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

《塔式太阳能光热发电站设计标准》（GB/T 51307-2018）

3.O.2 电站应按总装机容量分为大型、中型、小型。总装机容量大于或等于400MW 的宜为大型电站，小于400MW 且大于或等于50MW 的宜为中型电站，小于50MW 的宜为小型电站。

《槽式太阳能光热发电站设计规范》（征求意见稿）

3.0.3 槽式太阳能热发电站按总装机容量分为大、中、小型，不小于200MW为大型、小于200MW且不小于50MW为中型，小于50MW为小型。

【条文分析】

本条文的规定是为满足经济社会管理基本需要，便于按规模大小和设计基准期确定设计标准，对太阳能热发电项目规模进行了划分。

2.0.6 【条文】

太阳能发电工程项目前期应对开发建设条件进行调查。

【条文出处】

本条文出自《光伏发电工程可行性研究报告编制规程》NB/T 32043-2018第3.0.1、3.0.2条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

3.0.1 应对光伏发电工程的开发建设条件进行调查。

3.0.2 应收集工程建设基础资料，主要包括下列内容：

1 光伏发电工程规划及其他前期工作成果资料。

2 能源资源现状及发展规划资料。

3 土地、林地利用现状及规划资料。

4 交通运输现状及发展规划资料。

5 社会经济现状及发展规划资料。

6 环境保护、水土保持、矿产资源、军事、文物保护等资料。

7 电力系统现状及发展规划资料。

8 相关法规、政策、标准等资料。

9 工程站址附近参考气象站的气象资料。包括：

1）气象站基本情况，包括地理位置、观测场高程、场地周围环境、周围遮挡情况，以及建站以来站址、辐射观测仪器及其周围环境变动的时间和情况等。

2）最近连续10年及以上的平均气温、极端最高气温、极端最低气温、昼最高气温、昼最低气温，多年月平均气温。

3）最近连续10年及以上的平均降水量和蒸发量。

4）最近连续10年及以上的最大冻土深度和积雪厚度。

5）最近连续10年及以上的平均风速、多年极大风速及其发生时间、主导风向。

6）最近连续10年及以上的灾害性天气资料，主要包括沙尘、雷暴、暴雨、冰雹、大风等。

7）最近连续10年及以上的逐年各月太阳辐射数据资料，以及与站址现场测站同期至少一个完整年的太阳辐射资料。

10 工程现场的测光资料。

11 收集站址区域的太阳辐射再分析数据资料。

12 站址区域的地形图比例尺，平坦地形宜为1:1000或1:2000，地形起伏较大的山地、丘陵地区宜为1:500。

13 附着于建（构）筑物的光伏发电工程，应收集建（构）筑物的相关资料及周边建筑物布置图等。

14 站址区域的工程地质资料、水文资料，包括区域地质图、工程区工程地质勘察资料等。

15 主要设备价格、主要建筑材料来源及价格等。

16 影响工程建设和运行的相关资料。

【条文分析】

本条文是关于太阳能发电工程选址前基础资料搜集工作的规定。为保障人身健康和生命财产安全、国家安全、生态环境安全以及满足经济社会管理基本需要，提出规划、设计和管理所需的输入条件。

2.0.7 【条文】

项目前期应对站址所在地的区域进行太阳能资源评估。用于太阳能热发电工程项目的太阳能资源评估的现场观测数据应为连续观测记录，且不少于一个完整年。

【条文出处】

本条文出自《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012第5.1.1～5.1.3条，《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018第5.1.1～5.1.3条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

《光伏发电站设计规范》（GB 50797-2012）

5.1.1 光伏发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 当对光伏发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 大型光伏发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。

《塔式太阳能光热发电站设计标准》（GB/T 51307-2018）

5.1.1 电站设计应对站址所在区域的太阳能资源进行分析，并对相关地理条件、气候特征和基本气象要素进行适应性分析。

5.1.2 电站应根据典型太阳年对太阳能资源丰富程度进行评估。

5.1.3 用于太阳能资源评估的现场观测数据应为连续观测记录，且不少于一个完整年。

【条文分析】

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。对于投资大、用地范围大、消纳需求大的大型地面光伏发电项目、太阳能光热发电项目，对太阳能资源分析和后评估所需数据提出要求。本条文是满足经济社会管理基本需要，提出基本技术要求，对政府管理提供技术支撑。现行基本建设前期工作程序包括：项目建议书、可行性研究报告、初步设计、开工报告等工作环节。

2.0.8 【条文】

在地理信息与气象环境数据的采集、存储、传输及使用过程中应符合国家法律法规对保密及安全的有关要求。

【条文分析】

为满足经济社会管理基本需要、保障国家安全，对太阳能资源评估工作中应用地理信息与气象环境数据的使用提出基本安全要求。

2.0.9 【条文】

太阳能发电工程的设计使用年限不应小于25年。

【条文出处】

本条文出自《太阳能发电站支架基础技术规范》GB51101-2016第3.0.4条，《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018第3.0.8条，原文为非强制性条文，经综合分析后提出。

【参考条文原文】

《太阳能发电站支架基础技术规范》GB51101-2016

3.0.4 支架基础设计使用年限不应小于电站设计使用年限，且不应小于25年。

《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018

3.0.8 电站工艺系统的设计寿命应按25年设计。

【条文分析】

场站主要建（构）筑物是指站内大型工艺基础设施和厂房和办公用房。根据现行国家标准《建筑结构可靠度设计统一标准》GB50068结构的设计使用年限采用。当太阳能发电站达到设计寿命时，应开展项目评估，作为电站继续运行的依据。从安全性角度来说，电站建筑结构及工程主体安全尤为重要，设计年限后对工程结构进行可靠性评估，并采取措施后，可重新界定或延长使用年限。

2.0.10 【条文】

太阳能发电工程生产运行过程应防止、减少环境污染和生态破坏。

【条文出处】

本条文出自《中华人民共和国环境保护法》、《环境管理体系》GBT 24001-2016第六条。

【参考条文原文】

环境管理体系：第六条：一切单位和个人都有保护环境的义务。

【条文分析】

太阳能发电工程生产过程中，地方各级人民政府应当对本行政区域的环境质量负责。企业事业单位和其他生产经营者应当防止、减少环境污染和生态破坏，对所造成的损害依法承担责任。公民应当增强环境保护意识，采取低碳、节俭的生活方式，自觉履行环境保护义务。

2.0.11 【条文】

生产运行工作人员应配备职业健康与安全防护设施。

【条文出处】

本条文出自《中华人民共和国职业病防治法》第二十二条、《中华人民共和国安全生产法》第四十二条及第五十四条。

【参考条文原文】

《中华人民共和国职业病防治法》第二十二条 用人单位必须采用有效的职业病防护设施，并为劳动者提供个人使用的职业病防护用品。

《中华人民共和国安全生产法》第四十二条 生产经营单位必须为从业人员提供符合国家标准或者行业标准的劳动防护用品，并监督、教育从业人员按照使用规则佩戴、使用。

《中华人民共和国安全生产法》第五十四条 从业人员在作业过程中，应当严格遵守本单位的安全生产规章制度和操作规程，服从管理，正确佩戴和使用劳动防护用品。

【条文分析】

太阳能发电企业应为生产运行人员配备职业健康与安全防护设施，目的是保障劳动者的健康与安全。

2.0.12 【条文】

电气设备的布置应满足带电设备与生产运行工作人员之间的安全防护距离要求，并应有必要的隔离防护、防止误操作和安全接地措施。

【条文出处】

本条文出自《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012第13.0.5条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

13.0.5电气设备的布置应满足带垫设备的安全防护距离要求，兵营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。

【条文分析】

安全接地、隔离防护、防止误操作和安全接地是电气设备布置时必须要考虑的防触电措施。

2.0.13 【条文】

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。

【条文出处】

本条文出自《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012第14.1.6条，原文为强制性条文。

【参考条文原文】

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。

【条文分析】

带油电气设备在使用过程中容易引发火灾，一旦发生火灾，为了防止火灾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。

2.0.14 【条文】

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。

【条文出处】

本条文出自《光伏发电站设计规范》第14.2.4条，原文为强制性条文。

【参考条文原文】

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。

【条文分析】

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，目的是防止发生火灾时火势向周边蔓延。

2.0.15 【条文】

太阳能发电工程应履行验收程序，未经验收或验收不合格的工程不得交付使用。

【条文出处】

本条文出自《太阳能光伏发电设计光伏》GB 50797-2012第3.0.5条，原文为非强制性条文；《光伏发电工程验收规范》GB/T50796-2012第3.0.4条，原文为非强制性条文。

同时结合《光伏发电站接入电力系统设计规范》GB/T 50866-2013和《光伏发电接入配电网设计规范》GB/T 50865-2013等相关条文，综合考虑非建筑光伏的情况。

【参考条文原文】

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管机构认可的电能计量装置，并经校验合格后投入使用。

3.0.4 当工程具备验收条件时，应及时组织验收。未经验收或验收不合格的工程不得交付使用或进行后续工程施工。验收工作应相互衔接，不应重复进行。

【条文分析】

通过验收工作可以及时发现工程施工过程中存在的问题，避免发生工程质量问题。工程验收是一个工程质量的监察、控制的环节，能直接反应一个工程的质量，故工程工验收也可以说是一个工程的重要组成部分。

2.0.16 【条文】

在设计使用年限内，太阳能发电工程应保证在正常使用和维护条件下的可靠运行。当达到设计使用年限时或遭遇重大事故灾害后，若继续使用，应对其进行评估。

【条文出处】

本条文参考《城乡燃气工程项目规范》征求意见稿第2.0.8条规定。

【参考条文原文】

2.0.8 在设计使用年限内，燃气设施应保证在正常使用条件下和正常维护条件下的可靠运行。当达到设计使用年限时或遭遇事故、灾害后，若继续使用，应对其进行合于使用的评估。

【条文分析】

太阳能发电工程应当按照有关安全生产管理的规定进行运行维护，确保安全运行。为保障运行安全，当达到设计使用年限时或遭遇重大事故灾害后应评估，再确定继续使用、进行改造或更换、退役。继续使用应制定相应的安全保证措施。重大灾害指自然灾害（地震、洪水、台风等）和人为灾害（火灾等）。

2.0.17 【条文】

太阳能发电系统应安装电能计量装置，并经校验合格后投入使用。并网系统应具有相应的并网保护功能。

【条文出处】

本条文出自《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203-2010第3.1.6条，原文为强制性条文；《太阳能光伏发电设计光伏》GB 50797-2012第3.0.5条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203-2010

3.1.6 并网光伏系统应具有相应的并网保护功能，井应安装必要的计量装置。

《太阳能光伏发电设计规范》GB 50797-2012

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管机构认可的电能计量装置，并经校验合格后投入使用。

【条文分析】

根据《中华人民共和国节约能源法》（2016年7月修订）“第二十八条　能源生产经营单位不得向本单位职工无偿提供能源。任何单位不得对能源消费实行包费制。”因此，无论系统是否并网，均应安装计量装置，才可做到计量使用、有偿使用。对于《太阳能光伏发电设计光伏》（GB 50797-2012）第3.0.5条中要求“安装经当地质量技术监督结构认可的电能计量装置”，属于《中华人民共和国计量法》（2017年12月修订）规定的内容，本规范未采纳。

2.0.18 【条文】

除户用系统外，太阳能发电工程项目调试试运行前，应编制调试试运行大纲。

【条文出处】

本条文出自《光伏发电工程验收规范》GB/T 50796-2012第6.1.2条第2款，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

6.1.2工程试运和移交生产验收组的组成及主要职责应包括下列内容：

2工程试运和移交生产验收组主要职责应包括下列内容：

1）应组织建设单位、调试单位、监理单位、生产运行单位编制工程试运大纲。

【条文分析】

为规范电站启动试运行工作，防止因电站建设期设备调试工作不到位、启动准备事项出现遗漏而导致启动、运行过程中设备出现异常、损坏或者发生人身伤害事件，确保电站安全启动运行，应编制调试试运行大纲。户用光伏电站调试试运行大纲内容可适当精简，参照执行。

2.0.19 【条文】

并网太阳能发电工程涉及电网安全稳定运行的数据网应采取安全防护措施，与公共信息网安全隔离。

【条文出处】

本条文出自《中华人民共和国安全生产法》、《发电厂并网运行管理规定》电监市场〔2006〕42号)、《电业安全工作规程》热力和机械部分、电力线路部分、发电厂和变电站电气部分、高压试验室部分：从事电力建设项目的工程设计、施工、安装、监理、调试，以及电力生产的运行、检修和试验的各级人员，应掌握本部分的全部或有关部分。

【参考条文原文】

《发电厂并网运行管理规定》电监市场〔2006〕42号

第六条并网发电厂涉及电网安全稳定运行的继电保护和安全自动装置、调度通信、调度自动化、励磁系统及电力系统稳定器（PSS）装置、调速系统、高压侧或升压站电气设备等运行和检修安全管理制度、操作票和工作票制度等，应符合电力监管机构及所在电网有关安全管理的规定。

【条文分析】

从事电力建设项目的工程设计、施工、安装、监理、调试，以及电力生产的运行、检修和试验的各级人员，应掌握本部分的全部或有关部分。

2.0.20 【条文】

除户用系统外，太阳能发电工程项目规划、建设、验收、运行及拆除应建立相应的档案。

【条文出处】

本条文出自《光伏发电工程达标投产验收规程》NB/T 32036-2017第5.0.2条、《国家重大建设项目文件归档要求与档案整理规范》DA/T 28-2002第4.3条；原文均为非强制性条文。

【参考条文原文】

《光伏发电工程达标投产验收规程》NB/T 32036-2017

5.0.2 已完工程主要项目文件完整，具备归档移交条件。

《国家重大建设项目文件归档要求与档案整理规范》DA/T 28-2002

4.3 项目文件的手机、整理、归档和项目档案的移交应与项目的立项准备、建设和竣工同步进行。项目档案应完整、准确、系统。

【条文分析】

项目档案是建设工程的重要组成部分，应将项目档案工作纳入项目建设管理计划和管理程序，与项目建设同步进行。

2.0.21 【条文】

太阳能发电工程拆除应遵循环保和回收利用的原则，必须制定安全防护措施和拆除程序。应对拆除后场地进行清理，对所有零部件进行妥善处置，严禁造成环境污染和生态破坏。

【条文出处】

本条文出自《中华人民共和国环境保护法》（中华人民共和国主席令第九号）第四十条。

【参考条文原文】

第四十条 国家促进清洁生产和资源循环利用。

国务院有关部门和地方各级人民政府应当采取措施，推广清洁能源的生产和使用。

企业应当优先使用清洁能源，采用资源利用率高、污染物排放量少的工艺、设备以及废弃物综合利用技术和污染物无害化处理技术，减少污染物的产生。

【条文分析】

应该优先实现太阳能电站各部件在符合相关标准要求下的再使用，按照再使用、再生利用和能量回收的顺序进行拆除，并制定安全防护措施和环保措施。

3 光伏发电工程

3.1 一般规定

3.1.1 【条文】

建筑光伏发电工程利用既有建筑时，必须进行建筑结构安全、建筑电气安全的复核，并应满足光伏组件所在建筑部位的防火、防雷、防静电等相关功能要求和建筑节能要求。工程实施不应降低既有建筑物的使用标准。

【条文出处】

本条文出自《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012中第3.0.6、3.0.7，原文为强制性条文；《光伏发电站施工规范》GB 50794-2012第4.3.3条，原文为非强制性条文；《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203-2010第4.1.3条，为强制性条文。

【参考条文原文】

《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012

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。

《光伏发电站施工规范》GB 50794-2012

4.3.3屋面支架基础的施工应符合下列要求：

1 支架基础的施工不应损害原建筑物主体结构及防水层。

2 新建屋面的支架基础宜与主体结构一起施工。

3 采用钢结构作为支架基础时，屋面防水工程施工应在钢结构支架施工前结束，钢结构支架施工过程中不应破坏屋面防水层。

4 对原建筑物防水结构有影响时，应根据原防水结构重新进行防水处理。

5 接地的扁钢、角钢均应进行防腐处理。

《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203-2010

4.1.3 在既有建筑上增设或改造光伏系统，必须进行建筑结构安全、建筑电气安全的复核，并应满足光伏组件所在建筑部位的防火、防雷、防静电等相关功能要求和建筑节能要求。

【条文分析】

在既有建筑物上建设光伏系统，应避免对既有建筑物的安全性和使用功能造成不利影响。

3.1.2 【条文】

直接以光伏组件构成建筑围护结构时，应满足所在部位的建筑围护、建筑节能、结构安全和电气安全要求。

【条文出处】

本条文出自《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203-2010第4.1.2条，原文为强制性条文；《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012第10.3.6条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203-2010

4.1.2 安装在建筑各部位的光伏组件，包括直接构成建筑围护结构的光伏构件，应具有带电警告标识及相应的电气安全防护措施，并应满足该部位的建筑围护、建筑节能、结构安全和电气安全要求。

《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012

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。

【条文分析】

光伏组件作为建筑构件时的光伏组件，尚应满足建筑构件的相关要求。

3.1.3 【条文】

建筑光伏系统中，在人员有可能接触或接近光伏系统的位置，应设置防触电警示标识。

【条文出处】

本条文出自《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203-2010第3.1.5、4.1.2条，原文为强制性条文。

【参考条文原文】

3.1.5 在人员有可能接触或接近光伏系统的位置，应设置防触电警示标识。

4.1.2 安装在建筑各部位的光伏组件，包括直接构成建筑围护结构的光伏构件，应具有带电警告标识及相应的电气安全防护措施，并应满足该部位的建筑围护、建筑节能、结构安全和电气安全要求。

【条文分析】

建筑光伏特殊性，即光伏组件与建筑有机结合，人员可能接触或接近光伏发电系统，须保证人员安全。

3.1.4 【条文】

光伏玻璃幕墙和采光顶背面应通风良好，光伏玻璃幕墙和采光顶组件温度不应超过90℃。

【条文出处】

本条文出自《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》JGJ/T365-2015第3.3.5和7.1.5条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

3.3.5 光伏玻璃幕墙背面应通风良好。

7.1.5 光伏玻璃幕墙组件温度超过90℃时，光伏幕墙系统应指示故障，并宜断开光伏幕墙方阵与逆变器的连接或关闭逆变器。

【条文分析】

光伏玻璃幕墙组件的名义工作温度可达40℃以上，实际工作温度可达60℃以上。要求幕墙背面具有良好通风的原因有二:1)组件效率随着温度的升高而降低; 2) 减少火灾危险。推荐采用双层可通风的呼吸式幕墙设计或保持光伏玻璃幕墙组件与墙壁或屋顶之间有一定的空隙。光伏玻璃幕墙组件不建议采用直接与墙壁或屋顶接触的方式安装。

出于防止高温着火的目的，规定了光伏幕墙在高温时应故障报警，在需要时应断开光伏幕墙方阵与逆变器的连接，也可直接关闭逆变器。光伏幕墙系统设计人员应评估光伏幕墙方阵高温时的着火危险。90℃的规定是"Photovoltaic(PV) module safety qualification-Part 2 Requirements for testing"（光伏组件安全鉴定 第2部分 试验要求) IEC 61730-2 的温度试验中对橡胶、边框表面及其相邻结构温度限值的规定。该条款的要求可通过监测系统来实现。

3.1.5 【条文】

建筑光伏系统选用电气设备发出的噪声限值应符合对社会生活噪声污染源达标排放的要求。光伏玻璃幕墙应避免引起二次反射光污染。

【条文出处】

本条文出自《太阳能光伏玻璃幕墙电气设计规范》JGJ/T 365-2015第8.0.2、8.0.3条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

8.O.2 光伏幕墙系统选用电气设备发出的噪声限值应符合现行国家标准《社会生活环境噪声排放标准)) GB 22337 的规定。

8.0.3 光伏玻璃幕墙应避免引起二次反射光污染。

【条文分析】

光伏系统的噪声主要来源于各种电源设备及通风设备，应采取有效措施，减轻、避免对建筑使用者造成环境噪声污染。

光伏玻璃幕墙上安装的光伏玻璃幕墙组件应优先选择光反射较低的材料，避免自身引起的太阳光二次反射对本栋建筑或周围建筑造成光污染。

3.1.6 【条文】

水面光伏电站不应对原有水体的水质造成不良影响。

【条文出处】

本条文为新增条文。

【参考条文原文】

本条根据水面光伏电站工程建设实践经验得出。

【条文分析】

水面光伏电站浮体材料与水体直接接触、使用周期长，必须安全环保的材料，以避免可能存在的火灾、环境污染问题。

3.1.7 【条文】

水面光伏电站采用漂浮结构时，其结构应具有抗风浪能力。浮体不应采用易燃材料。光伏方阵的布置应满足光伏方阵之间、光伏方阵与周边水域行船之间的安全距离要求，并应设置安全标识。

【条文出处】

本条文为新增条文。

【参考条文原文】

本条根据水面光伏电站工程建设实践经验得出。

【条文分析】

与地面光伏发电站相比，水面、水底运行工况差，对结构安全可靠性要求更高。受水流、风力、波浪等因素影响，水面漂浮式光伏电站运行中位置不固定，若不采用可靠锚固措施，存在光伏方阵之间、光伏方阵与逆变升压浮岛、及与周边河道行船之间碰撞风险。

3.2 光伏阵列

3.2.1 【条文】

光伏发电工程光伏阵列区的防洪标准不应低于30年。

【条文出处】

本条文参考《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012第4.0.3条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

4.0.3 光伏发电站防洪设计应符合下列要求：

1 按不用规划容量，光伏发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。



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，站区设备基础顶标离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。

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lMWp。2 中型光伏发电系统：安装容量大于lMWp和小于或等于30MWp。3 大型光伏发电系统：安装容量大于30MWp 。

【条文分析】

太阳能发电工程场地的防洪工程应提前施工，并应在汛期前完成。防排洪设施宜在初期工程中按规划容量统一规划，防排洪设施的分期实施安排应与太阳能发电工程实施安排相适应。

3.2.2 【条文】

光伏阵列区布置应遵循节约集约用地和充分利用太阳能资源的原则。

【条文出处】

本条文出自《国土资源部关于发布<光伏发电站工程项目用地控制指标>的通知》1.2条、1.3条。

【参考条文原文】

1.2光伏发电站工程项目建设，应遵循节约优先的原则，在综合考虑光能资源、场址、环境等建设条件的同时，应进行优化配置，合理利用土地。尽量利用未利用地，不占或少占农用地。

1.3光伏发电站工程项目建设，应根据光伏发电行业发展的需要，在满足安全性和可靠性的同时，体现科学、合理和节约集约用地的原则。

【条文分析】

土地是有限的自然资源，是各类建设项目进行建设的重要物质基础和人类赖以生存的基本条件。节约集约用地是我国的基本国策。光伏发电站工程项目建设在综合考虑光能资源、场址、环境等建设条件的同时，应尽量利用未利用地，不占或少占农用地，使土地资源科学利用和有效优化配置。在建设过程中应符合市场的发展规律，体现科学、合理和节约集约用地的原则。

3.2.3 【条文】

光伏阵列区建设应遵循因地制宜、随坡就势原则，避免大面积挖填、减少水土流失。

【条文出处】

本条文出自《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012第4.0.10条、12.3.1条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

4.0.10光伏发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。

12.3.1光伏发电站水土保持设计应符合当地水土流失防治目标的要求。

【条文分析】

地面光伏发电工程占地面积大，且许多建设在荒漠化草原等区域，生态环境脆弱，因此在开发建设过程中严格保护环境。为保障生态环境安全以及满足经济社会管理基本需要，合理利用土地、节约用地、避免对自然环境造成重大影响，防止水土流失。

3.2.4 【条文】

光伏发电工程光伏支架和基础应按承载能力极限状态设计，并满足正常使用极限状态的要求。

【条文出处】

本条文出自《太阳能发电站支架基础技术规范》GB 51101-2016第5.1.1条原文为强制性条文；《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012第6.8.3条，原文为非强制性条文；第6.8.4、6.8.5条，原文均为强制性条文。

【参考条文原文】

5.1.1 支架基础应接下列规定进行承载力计算和稳定性验算：

1 各类型基础均应进行竖向承载力计算；

2 桩基础应进行水平承载力计算；

3 扩展式基础应进行抗滑移、抗倾覆验算；

4 对单立柱单桩基础应进行抗弯承载力验算；

5 承受荷载较大的支架基础应对基础结构承载力和裂缝宽度进行验算。

《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012

《太阳能发电站支架基础技术规范》GB 51101-2016

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：

γ0S≤R （6.8.4）

式中： γ0一一重要性系数。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一一荷载效应组合的设计值；

R一一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γRE，γRE 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式验算：

S≤C （6.8.5）

式中： S一一荷载效应组合的设计值；

C一一结构构件达到正常使用要求所规定的变形限值。

【条文分析】

规定光伏支架和基础应按承载能力极限状态设计和正常使用极限状态的要求，是对结构和基础性能的基本要求。参考条文的条文说明如下：

为确保支架基础的安全，必须进行必要的承载力和稳定性的验算。太阳能发电站支架基础所承受的荷载一般不大，如常规光伏发电站固定式支架结构，每个基础承受的竖向荷载在lOkN左右，因此基础的结构承载力往往能满足要求，无须验算。但对于大型跟踪式系统或其他承受较大荷载的支架基础或是承受较大施工荷载的基础，则需要根据具体情况对基础结构强度进行验算。

3.2.5 【条文】

光伏支架的安全等级为三级，结构重要性系数不应小于0.95。

【条文出处】

本条文出自《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012第6.8.4条，原文为强制性条文。

【参考条文原文】

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：

γ0S≤R （6.8.4）

式中： γ0一一重要性系数。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一一荷载效应组合的设计值；

R一一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γRE，γRE 按现行国家标准《构筑物抗震设计规范》GB 50191 的规定取值。

【条文分析】

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。

3.2.6 【条文】

支架基础设计安全等级不应小于上部支架结构设计安全的等级，结构重要性系数对于光伏发电站支架基础不应小于0.95。

【条文出处】

本条文出自《太阳能发电站支架基础技术规范》GB 51101-2016第3.0.3条，原文为强制性条文。

【参考条文原文】

3.0.3 支架基础设计安全等级不应小于上部支架结构设计安全等级，结构重要性系数对于光伏发电站支架基础不应小于0.95,对于光热发电站支架基础不应小于1.0。

【条文分析】

条文中明确了支架基础设计安全等级的确定原则，并区分光伏和光热发电站对支架基础的结构重要性系数进行了规定。支架基础起到支撑上部支架的作用，因此其设计安全等级不应小于上部支架结构的设计安全等级。根据现行国家标准《建筑地基基础设计规范》GB 50007 的规定，支架基础的设计等级按照基础设计的复杂性和技术难度确定，并应考虑由于地基基础问题对支架结构及其附着物的安全和正常使用可能造成影响的严重程度等因素。由于光伏发电站的支架结构较为简单，荷载明确，其基础设计的难度一般不大，且由于地基基础的问题对支架结构的安全性和正常使用不致造成严重后果，因此无特殊要求时可将光伏发电站支架基础的设计安全等级确定为丙级，这与现行国家标准《光伏发电站设计规范》GB 50797 规定光伏支架的安全等级为三级是相适应的。对于特殊的光伏发电站支架基础以及光热发电站支架基础，其设计安全等级应根据实际情况另行确定。

3.2.7 【条文】

对于建筑光伏系统，光伏阵列的支架连接件与主体结构的锚固承载力应大于连接件本身的承载力。

【条文出处】

本条文出自《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203-20104.4.10条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

4.4.10 连接件与基座的锚固承载力设计值应大于连接件本身的承载力设计值。

【条文分析】

因支架基座锚固不足而在风载等作用下发生组件方阵支架失效的案例时有发生，应作为底线要求。

连接件与主体结构的锚固承载力应大于连接件本身的承载力，任何情况不允许发生锚固破坏。采用锚栓连接时，应有可靠的防松、防滑措施；采用挂接或插接时，应有可靠的防脱、防滑措施。

3.2.8 【条文】

对于建筑光伏系统，当光伏阵列的支架不能与主体结构锚固时，应设置支架基座。光伏支架基座应进行抗滑移和抗倾覆验算。

【条文出处】

《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203-2010第4.4.9和4.4.10条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

4.4.10 连接件与基座的锚固承载力设计值应大于连接件本身的承载力设计值。

4.4.11 支架基座设计应进行抗滑移和抗倾覆等稳定性验算。

【条文分析】

因支架基座锚固不足而在风载等作用下发生组件方阵支架失效的案例时有发生，应作为底线要求。

大多数情况下支架基座比较容易满足稳定性要求（抗滑移、抗倾覆）。但在风荷载较大的地区，支架基座的稳定性对结

构安全起控制作用，必须经过验算来确保。

3.2.9 【条文】

对于建筑光伏系统，抗震设防烈度为6度及以上地区的建筑光伏组件或方阵的支架应进行抗震设计。

【条文出处】

本条文参考《建筑机电工程抗震设计规范》GB 50981-2014第1.0.4条，,《建筑抗震设计规范》GB 50011-2010中的第1．0．2条,原文均为强制性条文。

【参考条文原文】

《建筑机电工程抗震设计规范》GB 50981-2014

1.0.4 抗震设防烈度为6度及6度以上地区的建筑机电工程必须进行抗震设计。

《建筑抗震设计规范》GB 50011-2010

1.0.2 抗震设防烈度为6度及以上地区的建筑，必须进行抗震设计。

【条文分析】

本条是对光伏组件和防震支架进行抗震设计的规定，设计时应充分考虑地震的影响，为保证正常安全运行以及抗震性能，本条确定抗震设防烈度为6度及以上地区的基础结构，必须进行抗震设计。

3.2.10 【条文】

光伏方阵应设置接地网，接地连续、可靠，工频接地电阻应小于4Ω。

【条文出处】

本条文出自《光伏发电站设计规范》GB50797-2012第8.8.3和8.8.4条，原条文为非强制性条文。

【参考条文原文】

8.8.3 光伏方阵场内应设置接地网，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。

【条文分析】

光伏方阵场内布置有光伏阵列组件、逆变器及箱变等电气设备，为保证人员安全应设置可靠接地网，且光伏方阵场内电压等级均为35kV，接地方式为低电阻接地或消弧线圈接地，故接地电阻取小于4Ω。

【条文分析】

建筑光伏组件或方阵支架属于非结构构件中的建筑附属机电设备，必须进行抗震设计。

3.2.11 【条文】

对于光伏建筑一体化项目，光伏组件安装应避免跨越建筑物变形缝。

【条文出处】

本条文出自《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012第10.3.7条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

10.3.7 光伏组件不应跨越建筑变形缝设置。

【条文分析】

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。

3.2.12 【条文】

光伏支架的桩基础施工完成后，必须进行混凝土强度、桩身完整性抽样检测并应进行承载力静载荷试验检验。光伏支架的桩基础应以受力点开展竖向抗压、抗拔抽检，抽检数量不应少于总桩数的1‰、且不应少于6根。

【条文出处】

本条文出自《太阳能发电站支架基础技术规程》GB 51101-2016第7.1.8条和7.1.10条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

7.1.8 桩基础质量检验应符合现行国家标准《建筑地基基础工程施工质量验收规范》GB 50202 和现行行业标准《建筑基桩检测技术规范》JGJ 106 的相关规定，微型短桩的质量检验尚应符合下列要求：

1 应提供经确认的施工过程有关参数，包括施工监控监测数据、原材料的力学性能检验报告、混凝土抗压强度试验报告、加筋体的制作质量检查报告、成品桩（构件）的质量检查报告；

2 工程桩施工完成后应进行桩位偏差和桩顶标高的检验，灌注桩尚应进行桩径偏差检验；

3 工程桩应进行坚向抗压、抗拔和水平承载力检验，对灌注桩的成桩质量有怀疑时，尚应进行桩身质量检验；

4 工程桩承载力的抽检数量不得少于总桩数的1‰，且不应少于6 根，当遇到地层局部明显软弱时，应适当增加抽检数量。承载力检测宜采用慢速维持荷载法，当有成熟的地区经验时，也可采用快速维持荷载法；

5 工程桩水平承载力检测应考虑桩顶弯矩的作用，且宜考虑支架刚度对桩基础水平承载力的影响。

7.1.10 锚杆基础施工结束后应进行施工尺寸偏差和抗拔承载力检验。抗拔承载力的抽检数量不应少于总锚杆根数的0.5‰，且不应少于6根。检测方法可按现行国际标准《建筑地基基础设计规范》GB50007的有关规定确定。

【条文分析】

光伏发电站组件支架基础和光热发电站镜场支架基础通常采用钻孔灌注桩等微型桩基础，数量庞大施工程序简单，一旦管理失控将造成大量的过程质量安全隐患，因此必须就桩基础施工质量进场检测。

微型短桩由于桩长较短，且多为干作业成孔，成桩质量易得到保证，在已完工程项目中要求进行桩身质量检验的不多见，因此在规范中未明确要求需进行桩身质量检验。当对桩身质量有怀疑时，应进行检验，可采用功测法或是挖开检验。当对桩身混凝土强度有怀疑时，可钻孔取芯进行泪凝土强度检验。工程桩抽检的数量同现行国家标准《建筑地基基础工程施工质量验收规范》GB50202 相比有调整，主要有以下几点考虑：①当采用桩基础时，每个项目的工程桩数量往往较多，例如对于常规20MW 的光伏发电站，工程桩的数量可达到3 万根以上，如按照现行国家标准《建筑地基基础工程施工质量验收规范》要求的1% 进行抽检，则需要抽检约300 根桩，如照此实施，无论是时间和费用无疑投入太大；②电站中用到的微型短桩，大多入土深度较浅，只要在施工中控制好质量，承载力应该能够满足设计要求。由于电站占积较广，桩基础的检验应按照易于控制施工质量的原则，分区域进行抽检，符合 “抽检位置宜均匀分布”的要求。地层局部明显软弱等岩土特性复杂可能影响施工质量的部位应有试验桩，并应根据检测情况适当增加抽检数量。

3.2.13 【条文】

光伏组件安装过程中，施工安装人员应采取防触电措施，严禁触摸光伏组件串的带电部位，严禁在雨中进行光伏组件的接线工作。当光伏系统安装位置上空有架空电线时，应采取保护和隔离措施。

【条文出处】

本条文出自《光伏发电站施工规范》GB 50794-2012第5.3.4、5.3.5条，原文为强制性条文；《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203-2010第5.1.5条，原文为强制性条文。

【参考条文原文】

《光伏发电站施工规范》GB 50794-2012

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续工作。

《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203-2010

5.1.5 施工安装人员应采取防触电措施，并应符合下列规定：

1 应穿绝缘鞋、戴低压绝缘手套、使用绝缘工具；

2 当光伏系统安装位置上空有架空电线时，应采取保护和隔离措施；

3 不应在雨、雪、大风天作业。

【条文分析】

光伏组件在接收光辐射时，在导线两端就会产生电压。当光伏组件组成一个组件串时，电压往往很高，为保障人身安全，在施工过程中严禁碰触光伏组件串的金属带电部位。光伏组件的连线是一项带电操作的工作，在雨中由于天气潮湿，人体接触电阻变小，极易造成人身触电事故，所以规定在雨中严禁进行此项工作。

3.2.14 【条文】

光伏支架堆存、转运、安装过程中不应破坏支架防腐层。

【条文出处】

本条文出自《光伏发电站施工规范》GB50794-2012第5.2.2条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

5.2.2 固定式支架及手动可调支架的安装应符合下列规定：

1 支架安装和紧固应符合下列要求：

1) 采用型钢结构的支架，其紧固度应符合设计图纸要求及现行国家标准《钢结构工程施工质量验收规范))GB50205 的相关规定。

2) 支架安装过程中不应强行敲打，不应气割扩孔。对热镀锌材质的支架，现场不宜打孔。

3) 支架安装过程中不应破坏支架防腐层。

4)手动可调式支架调整动作应灵活，高度角调节范围应满足设计要求。

2 支架倾斜角度偏差度不应大于±1°。

3 固定及手动可调支架安装的允许偏差应符合表5.2.2中的规定。

【条文分析】

支架大多采用镀铸件，若破坏了镀铮层，将降低支架的使用寿命，在施工过程中不应对支架气焊扩孔。

3.2.15 【条文】

含逆变器室、就地升压变压器的光伏方阵区应设置消防沙箱和干粉灭火器。

【条文出处】

本条文出自《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012中第14.5.4条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

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。

【条文分析】

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。考虑到消防的实际需要，采用消防沙箱和干粉灭火器。

3.3 电气系统

3.3.1 【条文】

光伏组件、逆变器、汇流箱应通过检测认证。

【条文出处】

本条文出自《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（国发〔2013〕24号）。

【参考条文原文】

（二）推进标准化体系和检测认证体系建设。

建立健全光伏材料、电池及组件、系统及部件等标准体系，完善光伏发电系统及相关电网技术标准体系。制定完善适合不同气候区及建筑类型的建筑光伏应用标准体系，在城市规划、建筑设计和旧建筑改造中统筹考虑光伏发电应用。加强硅材料及硅片、光伏电池及组件、逆变器及控制设备等产品的检测和认证平台建设，健全光伏产品检测和认证体系，及时发布符合标准的光伏产品目录。开展太阳能资源观测与评价，建立太阳能信息数据库。

（三）加强市场监管和行业管理。制定完善并严格实施光伏制造行业规范条件，规范光伏市场秩序，促进落后产能退出市场，提高产业发展水平。实行光伏电池组件、逆变器、控制设备等关键产品检测认证制度，未通过检测认证的产品不准进入市场。严格执行光伏电站设备采购、设计监理和工程建设招投标制度，反对不正当竞争，禁止地方保护。完善光伏发电工程建设、运行技术岗位资质管理。加强光伏发电电网接入和运行监管。建立光伏产业发展监测体系，及时发布产业发展信息。加强对《中华人民共和国可再生能源法》及配套政策的执法监察。地方各级政府不得以征收资源使用费等名义向太阳能发电企业收取法律法规规定之外的费用。

【条文分析】

实行光伏电池组件、逆变器、控制设备等关键产品检测认证制度，未通过检测认证的产品不准进入市场。涉及安全的系统设备，应通过独立认证机构（如常设的安全认证机构或政府组织的、由有关专家成技术鉴定委员会）认证或可，并经过安全检测、运用试验。

3.3.2 【条文】

低压并网光伏系统与公共电网之间应设置隔离装置。光伏系统在并网处应设置并网专用低压开关箱（柜），并设置专用标识和“警告”、“双电源”提示性文字和符号。

【条文出处】

本条文出自《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203-2010第1.0.4条，原文为强制性条文。

【参考条文原文】

3.4.2并网光伏系统与公共电网之间应设置隔离装置。光伏系统在并网处应设置并网专用低压开关箱（柜），并设置专用标识和“警告”、“双电源”提示性文字和符号。

【条文分析】

光伏系统并网后，一旦公共电网或光伏系统本身出现异常或处于检修状态时，两个系统之间如果没有可靠的脱离，可能对电力系统和人身安全带来影响或危害，因此，在公共电网与光伏系统之间一定要有或者专用的联结装置，在电网或系统出现异常时，能够通过醒目的联结装置及时人工切断两者之间的联系，另外，还需要通过醒目的标识提示光伏系统可能危害人身安全。

3.3.3 【条文】

建筑光伏系统不应作为消防应急电源。

【条文出处】

《建筑太阳能光伏系统设计规范》DB11/T 881-2012第4.6.5条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

建筑光伏系统不应作为消防应急电源。

【条文分析】

消防应急电源要求有很高的可靠性，而一般的建筑光伏发电系统无法满足。光伏发电系统作为消防应急电源需要同时具备下列必要条件：具有储能系统、储能容量满足消防工作需要、系统监测装置受消防系统管理、线缆及敷设达到消防要求等等。由于建筑光伏系统多为并网光伏系统，不具备上述消防应急电源的基本要求，所以不应把光伏系统作为本建筑的消防应急电源使用。

3.3.4 【条文】

光伏直流电缆应满足耐候、耐紫外线辐射要求。电缆截面应满足最大输送电流的要求。

【条文出处】

本条文出自《独立光伏系统验收规范》GB/T33764-2017第4.4.1条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

4.4.1.4 光伏电缆

汇流箱使用的输人输出电缆应采用耐候、耐紫外辐射等抗老化的电缆,电缆的线径应满足方阵最大输出电流的要求。电缆与接线端应连接紧固无松动。

【条文分析】

太阳能发电系统常常会在恶劣环境条件下使用，因此光伏直流电缆应满足耐候、耐紫外线辐射要求。同时，导线和电缆的截面选择必须满足发热条件、电压损耗条件、经济电流密度、机械强度和短路稳定度条件。

3.3.5 【条文】

光伏电站户外电气设备防护等级不应低于IP54。水面漂浮式光伏电站布置在水面上的电气设备，应采取防水措施。

【条文出处】

《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012第6.3.13条、第8.1.3条第3款和《光伏发电并网逆变器技术规范》NB/T 32004-2013第7.1.3条。

【参考条文原文】

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。

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:

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发电站，当采用户外布置时，沿海防护等级应达到IP 65，风沙大的光伏发电站防护等级应达到IP 54。

7.1.3外壳防护等级

逆变器应具有防止人体接近壳内危险部件，防止固体异物和水进入的外壳防护措施，避免其对逆变器造成不利影响。逆变器可以根据不同使用场合采取不同的外壳防护措施。户外型逆变器最低需满足IP 54要求，户内型逆变器最低需满足IP20要求。

【条文分析】

IP 54为户外电气设备外壳防护等级的最低要求。对于水面漂浮式光伏电站，浮岛上安装的光伏组件（包括MC4插头）、汇流箱等距水面较近，受风浪、水汽等因素影响，易发生腐蚀、锈蚀，若不采用高标准防水等级的设备，存在设备寿命缩短、运维困难等问题，因此应对电气设备外壳防护等级提出更高要求。

3.3.6 【条文】

水面或水下敷设的电缆必须采用防水电缆。

【条文出处】

《电力工程电缆设计标准 GB50217-2018》第3.4.1条第2、6款

【参考条文原文】

3.4.1 电力电缆护层选择应符合下列规定：

2 在潮湿、含化学腐蚀环境或易受水浸泡的电缆，其金属套、加强层、铠装上应有聚乙烯外护层，水中电缆的粗钢丝铠装应有挤塑外护层；

6 用在有水或化学液体浸泡场所的3kV～35kV重要回路或35kV以上的交联聚乙烯绝缘电缆，应具有符合使用要求的金属塑料复合阻水层、金属套等径向防水构造；海底电缆宜选用铅护套，也可选用铜护套作为径向防水措施；

【条文分析】

水面或水下敷设的电缆长期浸泡在水中，使用普通电缆将是重大隐患。

水底敷设的电缆长期浸泡在水中，使用普通电缆将是重大安全隐患。当采用水面或水下敷设方式时，电缆必须采用防水电缆。

3.3.7 【条文】

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。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。

【条文出处】

本条文出自《光伏发电站施工规范》GB 50794-2012第5.5.4条，原文为强制性条文。

【参考条文原文】

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。

【条文分析】

逆变器的直流侧通过电缆和汇流箱连接，往往在接引此部分电缆时，部分光伏组件已组串完毕，并接引至汇流箱中，此时在汇流箱的正负极两端将会产生很高的直流开路电压。为保障人身安全，应在逆变器直流侧电缆接线前，确认汇流箱侧有明显断开点，并做好安全防护措施。

3.3.8 【条文】

交流汇流箱与组串式逆变器电缆接引前，必须确认箱式变压器侧和组串式逆变器侧均有明显断开点。集中式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。

【条文出处】

本条文出自《光伏发电站施工规范》GB 50794-2012第5.4.3条，原文为强制性条文。

【参考条文原文】

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。

【条文分析】

汇流箱在进行电缆接引时，如果光伏组件串已经连接完毕，那么在光伏组件串两端就会产生直流高电压；而逆变器侧如果没有断开点，其他已经接引好的光伏组件串的电流可能会从逆变器侧逆流到汇流箱内，很容易对人身和设备造成伤害。所以在直流汇流箱内光伏组件串或交流汇流箱内组串式逆变器的电缆接引前，必须确保没有电压，确认光伏组件侧和逆变器侧均有明显断开点。

3.3.9 【条文】

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。逆变器在运行状态下，严禁断开无灭弧能力的汇流箱总开关或熔断器。

【条文出处】

本条文出自《光伏发电站施工规范》GB 50794-2012第6.4.4、6.4.5条，原文为强制性条文。

【参考条文原文】

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 逆变器在运行状态下，严禁断开无灭弧能力的汇流箱总开关或熔断器。

【条文分析】

逆变器内部布置有感性和容性元件，在运行后会有残留电荷。不同的逆变器厂家均要求在运行后，需静置一段时间才允许接触内部元器件，就是给逆变器一个放电的过程，以保证检修人员的人身安全。因此，规定在逆变器进行检查工作，要接触逆变器带电部位时，一定要断开交、直流侧电源开关和控制电源开关，确保在无电压残留，并在有人监护的情况下进行。逆变器在运行状态下，断开没有灭弧能力的汇流箱保险，极易引起弧光。为保证人身和设备安全，严禁带负荷断开没有灭弧能力的开关或保险。

3.3.10 【条文】

并网逆变器应具备低电压穿越能力。

【条文出处】

本条文出自《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012中第6.3.5条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

6.3.5 用于并网光伏发电系统的逆变器性能应符合接人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、中型光伏发电站的逆变器还应具有低电压穿越功能。

【条文分析】

随着光伏发电在电网系统中占比的提高，当电网出现端电压降低甚至短时接地故障时，若光伏大面积脱网，造成电网系统的故障恶化及运行的不稳定，所以要求大中型光伏系统在系统电压降低到一定程度时不应立即脱网，而是继续维持运行，并提供一定的无功支撑系统电压的恢复，这可大大减少发电系统在故障时反复并网，减少对电网的冲击，维持其稳定运行。

3.3.11 【条文】

光伏方阵应设置接地网，并充分利用支架基础金属构件等自然接地体，接地连续、可靠，接地电阻应小于4Ω。

【条文出处】

本条文出自《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012中第8.8.4条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

8.8.4 光伏方阵接地应连续、可靠，接地电阻应小于4Ω。

【条文分析】

光伏方阵场内布置有光伏阵列组件、逆变器及箱变等电气设备，为保证人员安全应设置可靠接地网，且光伏方阵场内电压等级均为35kV，接地方式为低电阻接地或消弧线圈接地，故接地电阻取小于4Ω。

3.3.12 【条文】

在既有建筑上安装或改造光伏系统应按建筑工程审批程序进行专项工程的设计、施工和验收。

【条文出处】

本条文出自《民用建筑太阳能光伏系统应用技术规范》JGJ 203-2010第1.0.4条，原文为强制性条文。

【参考条文原文】

1．0．4 在既有建筑上安装或改造光伏系统应按建筑工程审批程序进行专项工程的设计、施工和验收。

【条文分析】

在既有建筑上改造或安装光伏系统，容易影响房屋结构安全和电气系统的安全，同时可能造成对其他使用功能的破坏，因此应强制性要求按照建筑工程审批程序，进行专项工程的设计、施工和验收。

4 太阳能热发电工程

4.1 一般规定

4.1.1 【条文】

太阳能热发电工程应遵循节约集约用地、用水和充分利用太阳能资源的原则。

【条文出处】

本条文出自《国土资源部关于印发<关于推进土地节约集约利用的指导意见>的通知》（国土资发〔2014〕119号）;《塔式太阳能光热发电站设计规范》GB/T 51307-2018第17.2.2条，《槽式太阳能热发电站设计规范》（征求意见稿）第20.1.8条。原文均为非强制条文。

【参考条文原文】

《塔式太阳能光热发电站设计规范》GB/T 51307-2018

17.2.2 北方缺水地区新建、扩建电站生产用水不应取用地下水，应控制使用地表水，优先利用城市再生水和其他废水。

《槽式太阳能热发电站设计规范》（征求意见稿）第20.1.8条。

20.1.8 电站设计的设计耗水指标应为夏季纯凝工况、频率为10%的日平均气象条件、机组满负荷运行时单位装机容量的耗水量。耗水量包括厂内各项生产、生活和未预见用水量，不包括厂外输水管道损失量、供热机组外网损失、原水预处理系统和再生水深度处理系统的自用水量。电站的设计耗水指标应符合表20.1.8的规定：

表20.1.8槽式太阳能热发电站设计耗水指标［m3/（s·GW）］

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 冷却方式 | <50MW级 | ≥50MW级 |
| 1 | 淡水循环冷却系统 | ≤1.20 | ≤1.00 |
| 2 | 直流供水系统 | ≤0.30 | ≤0.15 |
| 3 | 空冷机组 | ≤0.30 | ≤0.15 |

【条文分析】

土地节约集约利用是生态文明建设的根本之策。本条文也是关于北方缺水地区建设电站用水水源的规定。太阳能热发电站对用水做出相关规定是对水资源节约利用的体现。

4.1.2 【条文】

太阳能热发电工程供水水源应稳定可靠。采用单一水源可靠性不能保证时，应设备用水源。采用多水源供水时，应满足在事故时能相互调度。

【条文出处】

本条文出自《塔式太阳能光热发电站设计规范》GB/T 51307-2018第17.2.4、17.2.5条，原文均为非强制性条文。

【参考条文原文】

17.2.4 电站供水水源的设计保证率应为95%。

17.2.5 采用单一水源可靠性不能保证时，应设备用水源。采用多水源供水时，宜满足在事故时能相互调度。

【条文分析】

本条对目前国内外实际运行光热电站进行分析,其装机容量规模不大(单机以50MW,100MW为主)、运行方式复杂、对电力系统影响较小、年利用小时数较低等因素，为保障电站正常运行，提出了供水保证的最低要求。

4.1.3 【条文】

具备储能系统的大型、中型太阳能热发电站，应具有电力调峰、调频的能力。

【条文出处】

本条文出自《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018第4.1.1条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

4.1.1 大型、中型塔式太阳能光热发电站应具有参与电网调峰、调频的能力。

【条文分析】

4.1.4 【条文】

太阳能热发电工程应根据资源及建设条件，进行系统优化和技术经济比较后，确定聚光集热、储换热、发电岛系统性能指标水平。

【条文出处】

本条文出自《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018第3.0.2条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

3.0.2 电站应在满足电力系统要求的条件下，通过技术经济比较确定机组容量、储热时间、运行方式。

【条文分析】

本条主要确定太阳能热电工程应根据建设条件,各优化系统配置,使各个系统指标先进,电站综合性能水平高,技术经济合理。

4.1.5 【条文】

太阳能热发电工程建（构）筑物的安全等级应按表4.1.5的规定执行。

表4.1.5 太阳能热发电工程建（构）筑物的安全等级

|  |  |
| --- | --- |
| 安全等级 | 建（构）筑物类型 |
| 一级 | 高度不小于150m的吸热塔 |
| 二级 | 除一、三级以外的其他生产建（构）筑、辅助及附属建（构）筑物 |
| 三级 | 围墙、车棚 |

【条文出处】

本条文出自《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018第19.1.3条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

19.1.3 电站建(构)筑物的安全等级应按表19.1.3 的规定执行。

太阳能热发电工程建（构）筑物的安全等级应按表4.1.4的规定执行。

表19.1.3 电站建（构）筑物的安全等级

|  |  |
| --- | --- |
| 安全等级 | 建（构）筑物类型 |
| 一级 | 高度不小于150m的吸热塔 |
| 二级 | 除一、三级以外的其他生产建（构）筑、辅助及附属建（构）筑物 |
| 三级 | 围墙、车棚 |

【条文分析】

本条文确定了电站建（构）筑物的安全等级，是电站土建结构的基本建设标准之一。目前国内高耸结构和电力抗震设计标准中，规定烟囱超过200m 为安全等级一级的结构。吸热塔结构类似烟囱结构，但塔顶布置有大质量荷载，考虑到结构的重要性和结构特点，将高度不小于150m 的吸热塔确定为安全等级一级的结构。

4.1.6 【条文】

4.1.5 抗震设防烈度为6度及以上地区的太阳能热发电工程建（构）筑物应进行抗震设计,抗震设防类别的划分应符合下列规定：

1 吸热塔构筑物、集控楼建筑物应划为重点设防类（乙类）；

2 除第1、3款以外的其他生产建筑、辅助及附属建筑物应划分为标准设防类（丙类）；

3 围墙、车棚、材料库等次要建筑物应划分为适度设防类（丁类）。

【条文出处】

本条文出自《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018第19.2.3条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

19.2.3 抗震设防烈度为6度及以上地区的建(构)筑物应进行抗震设计，抗震设防类别的划分应符合下列规定:

1 吸热塔结构、空冷凝汽器支撑结构、冷却塔应划为重点设防类(乙类)建(构)筑物;划为重点设防类(乙类)的建(构)筑物应符合现行国家标准《建筑工程抗震设防分类标准》GB 50223 的有关规定;

2 除第1 款、第3 款以外的其他生产建筑、辅助及附属建筑物应划分为标准设防类(丙类);

3 围墙等次要建筑物应划分为适度设防类(丁类)。

【条文分析】

为明确太阳能热发电工程中建（构）筑物抗震设计的设防类别和相应的抗震设防标准，以有效地减轻太阳能热发电工程地震灾害。

吸热塔结构是塔式光热电站中的重要结构，结构类型为高耸结构。吸热塔的抗风和抗震问题是设计难点和焦点。故将吸热塔结构确定为重点设防类结构。由于光热电站的单机容量一般不大于200MW，确定吸热塔结构、空冷凝汽器支撑结构和冷却塔结构为重点设防类。

4.1.7 【条文】

根据地基复杂程度、建筑物规模和功能特征以及由于地基问题可能造成建筑物破坏或影响正常使用的程度，太阳能热发电工程地基基础设计分为三个设计等级，设计时应根据具体情况，按表4.1.6选用。

表4.1.6 地基基础设计等级

|  |  |
| --- | --- |
| 设计等级 | 建（构）筑物名称 |
| 甲 级 | 汽机房（包括汽轮发电机基础）、主（集）控制楼、5000m3以上储热介质储罐基础、220kV及以上的屋内配电装置楼、高度大于等于100m的吸热塔、淋水面积大于等于10000m2的自然通风冷却塔、岸边水泵房（软弱地基）、空冷凝汽器支撑结构及其他厂房建筑、场地及地质条件复杂的建筑物、高边坡等 |
| 乙 级 | 定日镜基础，除甲、丙级以外的其他生产建筑、辅助及附属建筑物 |
| 丙 级 | 检修间、材料库、汽车库、材料棚库、警卫传达室、围墙及临时建筑 |

【条文出处】

本条文出自《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018第19.4.2条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

熔融盐罐基础和大于100m的吸热塔基础为塔式太阳能电站的重要结构基础，特定义为甲级设计等级。

19.4.2 地基基础设计等级应根据地基复杂程度、建筑物规模和功能特征以及由于地基问题可能造成建筑物破坏或影响正常使用的程度，按表19.4.2 选用。



【条文分析】

本条文明确了太阳能热发电工程中建（构）筑物的基础设计标准。熔融盐罐基础和大于100m的吸热塔基础为塔式太阳能电站的重要结构基础，特定义为甲级设计等级。

4.1.8 【条文】

太阳能热发电站应设置可靠接地网，接地网应按电站主体工程寿命进行防腐设计。

【条文出处】

本条文出自《大中型火力发电厂设计规范》GB50660-2011 第16.10.6条第一款。

【参考条文原文】

16.10.6 接地系统应按电厂主体工程寿命进行防腐设计。

【条文分析】

太阳能热发电站内安装有大量电气设备，为保障人身和设备安全应设置可靠接地网，且其接地网寿命应与太阳能热发电站相同。

光伏电站中的光伏方阵和风电场中的风机布置比较分散，其与升压站距离远，通常其接地网无法作为一个整体进行设计，故对光伏方阵和单个风机的接地电阻单独提出要求。而对于塔式、槽式及线性菲涅尔式太阳能热发电站，其镜场与发电岛布置相对集中、距离较近，镜场和发电岛的接地网通常作为一个整体进行设计，故不单独对镜场的接地电阻提出要求，太阳能热发电站整体的接地电阻应按照现行GB/T50065《交流电气装置的接地设计规范》的相关规定计算后确定。

4.1.9 【条文】

吸热塔的楼梯、平台、孔洞等周围，均应设置栏杆或盖板。楼梯、平台均应采用防滑措施。

【条文出处】

本条为新编条文。

【参考条文原文】

无

【条文分析】

吸热塔为高耸结构，塔上设备故障需人员上塔维护，目前吸热塔塔高大多在180米以上，为保证人员安全制定本条文。

4.1.10 【条文】

采用熔融盐或导热油的太阳能热发电系统，应根据场址气候条件、设备配置及系统特点采用防凝方案。熔融盐管道、阀门、仪表应配置伴热系统。

【条文出处】

本条文出自《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018第11.5.3条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

11.5.3 熔盐管道及换热器应设置电伴热，电伴热宜冗余配置。

【条文分析】

鉴于我国适合开发太阳能热发电项目的地区气候条件，在冬季极端低温时，会造成吸热介质在槽式（导热油或熔盐）或菲涅尔式（导热油或熔盐）集热管内凝结，造成冻堵，造成管道或设备无法运行，需考虑防凝方案；塔式应考虑放空或其他的防凝方案。熔盐管道、阀门、仪表等零部件在运行中由于存在低温介质（熔盐）凝固风险，从太阳能热发电的安全、稳定运行及减少经济损失风险的要求出发，应配置伴热系统。

4.1.11 【条文】

伴热电缆在敷设前后应进行检查，伴热电缆应经隐蔽工程验收合格后方可进行保温施工。

【条文出处】本条文出自《电力建设施工技术规范 第4部分:热工仪表及控制装置》DL5190.4-2012 第8.2.4条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

8.2.4 电热带在敷设前、后应进行外观和绝缘检查，绝缘电阻值应符合产品说明书技术文件的要求。

【条文分析】

太阳能热发电工程伴热电缆主要用于储换热系统，电伴热敷设施工工程量大且电伴热是确保熔融盐不产生凝固，保证正常运行的重要手段而设置。伴热电缆敷设在管道或设备的保温层内，若不加强检查及隐蔽工程验收，会给电站运行带来安全隐患和经济损失，条文内容来源根据隐蔽工程验收的相关规定。熔盐开始结晶温度为238℃，管道系统低于该温度很容易发生冻堵，影响整个机组的安全运行，所以熔盐系统伴热电缆能正常运行非常重要。本条文主要针对储换热系统电伴热敷设施工工程量大且电伴热是确保熔融盐不产生结晶的重要手段而增加。条文内容来源根据隐蔽工程验收的相关规定。

4.1.12 【条文】

太阳能热发电镜场布置应因地制宜，符合自然资源和生态环境保护要求。

【条文出处】

本条为新编条文。

【参考条文原文】

无

【条文分析】

太阳能热发电集热镜场占地面积较大，由于储热时长、机组规模大小等不同，镜场占地面积一般在2~6平方公里左右，且不同技术路线对镜场要求不同，同时大都建设在资源较好的西北荒漠化区域，生态环境较脆弱，因此在开发建设过程中严格按照自然资源和环境保护相关政策执行。

4.1.13 【条文】

太阳能热发电站废水应经无害化处理后循环利用或达标排放。

【条文出处】

本条文参考《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018第13.8.1、13.8.2条，原文均为非强制性条文。

【参考条文原文】

13.8.1 废水处理系统应根据废水种类、性质、水量、复用条件和排放的水质要求等因素设置。废水经处理后应复用或达标排放。

13.8.2 废水处理系统的设计应符合现行行业标准《发电厂废水治理设计规范》DL/T 5046 的有关规定。

【条文分析】

太阳能热发电工程废水主要有高含盐废水，其含盐浓度高，随意排放会直接导致江河水质矿化度提高，给土壤、地表水、地下水带来严重的污染，危及生态环境，而目前适宜建设太阳能热发电又在我国西北地区环境脆弱的西北部地区，因此从源头把握废水达标排放是环境友好的保证措施。

4.1.14 【条文】

太阳能热发电工程项目在运行阶段应制定安全和运行手册。运行维护人员必须接受专门的培训。

【条文出处】

本条为新编条文。

【参考条文原文】

无

【条文分析】

根据《国务院关于进一步加强安全生产工作的决定》，企业需进一步规范企业生产经营行为。企业要健全完善严格的安全生产规章制度，坚持不安全不生产。加强对生产现场监督检查，严格查处违章指挥、违规作业、违反劳动纪律的“三违”行为。

4.2 聚光集热系统

4.2.1 【条文】

太阳能热发电工程集热场区的防洪标准不应低于50年。

【条文出处】

本条文出自《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018第7.3.4条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

7.3.4 电站的防洪(涝)标准应符合下列规定:

1 发电区防洪(涝)标准应符合表7.3.4规定;



2 吸热塔的防洪(捞)标准应与发电区的防洪(涝)标准一致;

3 定日镜场的防洪(涝)标准不应低于50 年二遇的高水(潮)位;

4 其他独立区域的防洪(涝)标准不应低于50 年一遇的高水潮)位。

【条文分析】

目前已投运的塔式太阳能热电站最大单机容量为摩洛哥NOORⅢ项目，单机容量为150MW ，其次为美国IVANPAH 工程，单机容量分别为126MW 和2X 133MW 。国内己投产的青海中控德令哈单机容量为10MW ，北京延庆八达岭项目单机容量为1.5MW 。摩洛哥NOOR 田项目防排洪按100 年一遇标准进行设计，青海中控德令哈防排洪按100 年一遇进行设计，北京延庆八达岭项目防排洪按50年一遇标准进行设计。

塔式太阳能热电站占地面积大，合理的防洪措施在保证电站安全运行的同时有效降低投资，本标准根据电站各分区的特点，分区制订防洪(涝)标准，同时参照了现行国家标准《防洪标准))GB 50201中的有关规定。

4.2.2 【条文】

吸热塔航空标识的设置，应符合航空飞行器安全飞行的要求。

【条文出处】

本条文出自国家民航总局对航空障碍灯设置的规定。

【参考条文原文】

在高层建筑物（如楼房、电厂烟囱、通讯铁塔或其他类似建筑物）的顶部必须设置一个或几个航空障碍灯，以助航安全。

【条文分析】

太阳能热发电项目尤其是吸热塔高度大都在200米左右，尤其是塔顶设置重达上千吨吸热设备，因此合理的设置航空障碍灯即是对航空安全保障，又是对电站重要设备安全运行提供条件。

4.2.3 【条文】

太阳能热发电工程集热场区的支架和基础应按承载能力极限状态设计，并满足正常使用极限状态的要求。支架基础设计安全等级不应小于上部支架结构设计安全等级。

【条文出处】

本条文出自《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018第10.2.7条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

10.2.7 支架设计应符合下列规定:

1 支架强度应满足定日镜遭遇设计极端工况时的结构安全要求;

2 支架刚度应满足定日镜的聚光性能要求，抵抗反射镜重力及定日镜工作过程中风载引起的弯曲和扭转变形;

3 支架应根据站址所在地的环境气象条件进行25年防腐蚀处理。

【条文分析】

本条文规定了太阳能热发电站支架和基础的设计要求，为确保设计的安全，必须严格执行。

4.2.4 【条文】

吸热器周围应采取防止集热场能量对吸热器周边设备和结构造成损坏的防护措施。

【条文出处】

本条文出自《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018第19.6.5条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

19.6.5 靠近靶区和吸热器的结构构件应根据工艺要求，采取隔热措施。

【条文分析】

镜面聚光后，将阳光反射到吸热器上，外表面温度很高，极易对吸热器周边设备造成高温损坏。

4.2.5 【条文】

导热油系统安装结束后，所有管道必须经强度试验合格。

【条文出处】

本条文出自《电力建设施工技术规范第2部分：锅炉机组》（DL 5190.2—2012）第9.7.1条，原文为强制性条文。

【参考条文原文】

9.7.1 燃油系统安装结束后，所有管道必须经水压试验合格，并应办理签证，水压试验压力符合设计规定，无规定时按管道设计压力的1.5倍。

【条文分析】

本条文是为了保证导热油管道系统的强度和严密性，防止产生漏油。因为导热油有毒、污染环境，若是产生泄漏危害较大。

4.2.6 【条文】

导热油管路阀门、集热器（SCE）间的旋转接头处，应采取泄漏应对措施。

【条文出处】

本条为新编条文，参考条文为《发电厂油气管道设计规程》DL∕T 5204-2016第4.1.5条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

润滑油管道不宜安装在高温管道附近；当必须安装在高温管道附近时，高温管道应保温良好，且采用密闭的金属保护层。润滑油管道及其阀门和法兰宜布置在高温管道的下方，若布置在高温管道的上方时，高温管道应保温良好，且采用密闭的金属保护层，并在润滑油管阀门和法兰的下方设置收油盘，把漏油及时排到安全的地方。

【条文分析】

根据目前世界范围内已运行的导热油槽式太阳能热发电项目的现状来看，导热油泄漏点一般出现在导热油阀门的密封处、集热器间的旋转接头处，导热油温度较高，为减少导热油的毒性和污染，应在这些部位设置相应的处理措施。

4.2.7 【条文】

聚光集热系统的跟踪设备应具备将自身置于安全位置的功能。

【条文出处】

本条为新编条文。

【参考条文原文】

无

【条文分析】

当太阳能热发电项目聚光集热系统占到总投资50%左右，聚光集热系统的安全运行关系到电站是否可以长期安全运行的首要条件，目前国内太阳能热发电项目集中在西北部，其风沙大、大风情况下保证设备安全，必须要有自保护功能。同时对于局部温度过高等情况，要求定日镜、槽式集热器、碟式集热器具备安全保护、超温保护等功能，本条主要针对减少额外事故发生、减少由于特殊天气或其它情况造成经济损失而制定的最低要求。

4.2.8 【条文】

在生态环境脆弱的地区建设的太阳能热发电站，集热场区电缆敷设应避免大面积挖填。

【条文出处】

本条文参考《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018第6.0.4条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

6.O.4 站址应利用非可耕地和劣地，宜选择在场地开阔、地势平坦的地区，满足建设所需的场地面积和适宜的建站地形，注重植被保护，不破坏原有水系，减少土石方工程量，减少房屋拆迁和人口迁移。

【条文分析】

太阳能热发电集热镜场占地面积大，且大都建设在荒漠化草原等区域，生态环境脆弱，因此在开发建设过程中应严格保护环境。

4.2.9 【条文】

塔式太阳能热发电站外置式熔融盐吸热器，应在进口缓冲罐上设置安全装置。水工质吸热器的汽包、过热器出口和再热器进口应设置安全阀，或采取其他安全措施。

【条文出处】

本条文参考《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018第10.3.4条（3）和10.3.5条（6），原文为非强制性条文。

【参考条文原文】10.3.4外置式熔融盐吸热器设计应符合下列规定：

1对应设计点的吸热器输出热功率应根据汽轮机额定热功率及储热系统容量确定。

2吸热器出口熔融盐工作温度及压力宜与传热、换热系统设计参数相匹配。吸热器出口熔融盐额定温度宜在±10℃范围内变化。

3吸热器应设置进口缓冲罐，其容积应根据定日镜场散焦时间确定。进口缓冲罐配置空气储罐。在进口缓冲罐和空气储罐上应设置安全阀。

4吸热器宜设置出口缓冲罐。出口缓冲罐按常压设计。

5吸热器宜在20%～100％最大热功率范围内安全稳定工作。

6在吸热器不能被阳光照射的部位，应设置电伴热。电伴热功率宜满足预热和防凝要求。

10.3.5 外置式和腔式水/水蒸汽吸热器设计应符合下列规定：

1对应设计点的吸热器输出热功率不应小于汽轮机额定热功率。

2吸热器出口过热蒸汽额定温度宜高于汽轮机额定进汽温度3℃。

3吸热器出口再热蒸汽额定温度宜高于汽轮机中压缸额定进汽温度2℃。

4吸热器过热器出口至汽轮机进口的压降，不宜大于汽轮机额定进汽压力的5%。

5再热器设置应经技术经济比较后确定。

6 吸热器的汽包、过热器出口、再热器进口均应设置安全阀，其要求应符合现行行业标准《电站锅炉安全阀技术规程》DL/T 959的有关规定。

7根据设计参数和系统整体要求，吸热器可采用自然或强制循环方式。

【条文分析】

塔式太阳能热发电站的熔盐吸热器一般设置在吸热塔顶部，为减少或避免熔盐压力过高对熔盐吸热器的破坏，应在进口缓冲罐上设置安全装置。水工质吸热器由于受到光照辐射值或蓄热介质流量的波动影响较大，为保护汽轮发电机组和蒸汽发生系统的安全，应在的汽包、过热器出口和再热器进口设置安全阀或其他安全措施。

4.2.10 【条文】

定日镜或集热器支架桩基础施工完成后，应进行基桩检测，抽检数量不应少于总桩数的1‰、且不应少于6根。

【条文出处】

本条文出自太阳能发电站支架基础技术规程》GB 51101-2016第7.1.8条和7.1.10条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

7.1.8 桩基础质量检验应符合现行国家标准《建筑地基基础工程施工质量验收规范》GB 50202 和现行行业标准《建筑基桩检测技术规范》JGJ 106 的相关规定，微型短桩的质量检验尚应符合下列要求：

1 应提供经确认的施工过程有关参数，包括施工监控监测数据、原材料的力学性能检验报告、混凝土抗压强度试验报告、加筋体的制作质量检查报告、成品桩（构件）的质量检查报告；

2 工程桩施工完成后应进行桩位偏差和桩顶标高的检验，灌注桩尚应进行桩径偏差检验；

3 工程桩应进行坚向抗压、抗拔和水平承载力检验，对灌注桩的成桩质量有怀疑时，尚应进行桩身质量检验；

4 工程桩承载力的抽检数量不得少于总桩数的1‰，且不应少于6 根，当遇到地层局部明显软弱时，应适当增加抽检数量。承载力检测宜采用慢速维持荷载法，当有成熟的地区经验时，也可采用快速维持荷载法；

5 工程桩水平承载力检测应考虑桩顶弯矩的作用，且宜考虑支架刚度对桩基础水平承载力的影响。

7.1.10 锚杆基础施工结束后应进行施工尺寸偏差和抗拔承载力检验。抗拔承载力的抽检数量不应少于总锚杆根数的0.5‰，且不应少于6根。检测方法可按现行国际标准《建筑地基基础设计规范》GB50007的有关规定确定。

【条文分析】

本条文提出了定日镜或集热器支架桩基础检测的最低要求。

当采用桩基础时，太阳能热发电工程项目的工程桩数量往往较多，工程桩的数量可达到数万根以上，如按照现行国家标准《建筑地基基础工程施工质量验收规范》要求的1%进行抽检，则需要的无论是时间和费用无疑投入太大。

电站中用到的短桩，大多入土深度较浅，只要在施工中控制好质量，承载力应该能够满足设计要求。由于太阳能热发电工程占积较广，桩基础的检验应按照易于控制施工质量的原则，分区域进行抽检，符合“抽检位置宜均匀分布”的要求。地层局部明显软弱等岩土特性复杂可能影响施工质量的部位应有试验桩，并应根据检测情况适当增加抽检数量。

4.2.11 【条文】

吸热塔结构施工时应根据工艺要求制定大件设备吊装方案，保证吸热塔周围建（构）筑物及人员安全。

【条文出处】

本条文出自《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018第19.6.6条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

19.6.6 吸热塔结构设计时，应根据大件设备的吊装方案进行施工阶段验算。

【条文分析】

一些特殊的工艺厂家可能会提出整体设备吊装的要求，应根据吊装的实际情况进行施工阶段的验算。

4.2.12 【条文】

滑模施工模板滑升速度必须由混凝土早期强度增长速度确定。

【条文出处】

本条文出自《滑动模板工程技术规范》GB 50113—2005第6.4.1条，原文为强制性条文。

【参考条文原文】

6.4.1 用于滑模施工的混凝土，应事先做好混凝土配比的试配工作，其性能除应满足设计所规定的强度、抗渗性、耐久性以及季节性施工等要求外，尚应满足下列规定:

1 混凝土早期强度的增长速度，必须满足模板滑升速度的要求;

2 混凝土宜用硅酸盐水泥或普通硅酸盐水泥配制;

3 混凝土人模时的现落度，应符合表6.4.1 的规定;

4 在混凝土中掺入的外加剂或掺合料，其品种和掺量应通过试验确定。

【条文分析】

本条文根据滑模施工特点，对滑模施工的混凝土性能和早期强度的增长速度作了规定，要求滑升速度与混凝土早期强度的增长速度相适应，以保证工程质量和施工安全。

丰城电厂施工平台倒塌事故分析表明，混凝土早期强度的增长速度不但与混凝土配比有关，气温低也会延缓混凝土早期强度的增长速度。压缩合理工期是重要的事故诱因之一。为贯彻纠正压缩合理工期等问题的精神，提出滑模施工模板滑升速度必须由混凝土早期强度增长速度确定。

4.2.13 【条文】

吸热塔滑模在滑升过程中，应检查操作平台结构、支承杆的工作状态及混凝土的凝结状态，发现异常时，应及时分析原因并采取有效的处理措施。

【条文出处】

本条文出自《滑动模板工程技术规范》GB 50113—2005第6.6.9条 ，原文为强制性条文。

【参考条文原文】

6.6.9 在滑升过程中，应检查操作平台结构、支承杆的工作状态及混凝土的凝结状态，发现异常时，应及时分析原因并采取有效的处理措施。

【条文分析】

滑升过程中，整个操作平台装置都处于动态，支承杆也处于最大荷载作用状态下，模板下口部分的混凝土陆续脱离模板，因此要随时检查操作平台、支承杆以及混凝土的凝结状态。如发现支承杆弯曲、倾斜，模板或操作平台变形、模板产生反锥度、千斤顶卡固失灵、液压系统漏泊、出模混凝土流淌、胡塌、裂缝以及其他异常情况时，应根据情况作出是否停止滑升的决定，立即分析原因，采取有效措施处理，以免导致大的安全质量事故的发生。

4.2.14 【条文】

吸热塔模板提模或滑升前应进行1.25倍的满负荷静载试验和1.1倍的满负荷滑升试验。

【条文出处】

本条文出自《烟囱工程施工及验收规范》GB 50078—2008第13.0.11条，原文为强制性条文。

【参考条文原文】

13.0.11 采用电动（液压）提模或滑动模版工艺施工时，提模或滑升前应做1.25倍的满负荷静载试验和1.1倍的满负荷滑升试验。

【条文分析】

吸热塔主体结构施工采用电动（液压）提模或滑动模版工艺施工时，整个系统是在现场组装而成，且运行中会出现操作平台上堆载不均匀和提升或滑升过程中设备不同步等现象，使系统的上升阻力和设备的负荷增大。为保证整个模板系统安全使用，本条文对滑模或提模系统安装完成后，对满负荷静载试验和满负荷滑升试验作了规定。

4.2.15 【条文】

吸热塔施工采用电动（液压）提模或滑动模板工艺施工时，模板须进行专项设计。

【条文出处】

本条文出自《滑动模板工程技术规范》GB 50113—2005第5.1.3、6.3.1条，原文均为强制性条文。

【参考条文原文】

5.1.3 滑模装置设计计算必须包括下列荷载：

1 模板系统、操作平台系统的自重（按实际重量计算）；

2 操作平台上的施工荷载，包括操作平台上的机械设备及特殊设施等的自重（按实际重量计算)，操作平台上施工人员、工具和堆放材料等；

3 操作平台上设置的垂直运输设备运转时的额定附加荷载，包括垂直运输设备的起重量及柔性滑道的张紧力等（按实际荷载计算)；垂直运输设备刹车时的制动力；

4 卸料对操作平台的冲击力，以及向摸板内倾倒混凝土时混凝土对模板的冲击力；

5 混凝土对模板的侧压力；

6 模板滑动时混凝土与模额之间的摩阻力，当采用滑框倒模施工时，为滑轨与模板之间的摩阻力;

7 风荷载。

6.3.1 支承杆的直径、规格应与所使用的干斤顶相适应.第一批插入干斤顶的支承杆其长度不得少于4 种，两相邻接头高差不应小于1m ，同一高度上支承杆接头数不应大于总量的1/4 。

当采用铜管支承杆且设置在混凝土体外时，对支承杆的调直、接长、加固应作专项设计，确保支承体系的稳定。

【条文分析】

滑模施工是混凝土工程的一种现浇连续成型工艺。与常规施工方法相比，它具有施工速度快，机械化程度高，结构整体性能好，所占用的场地小、粉尘污染少，有利于绿色环保及安全文明施工，滑模设施易于拆散和灵活组配，可以重复利用等优点。滑模施工工艺要求较高，模板须进行专项设计。

4.2.16 【条文】

熔融盐吸热器及熔融盐换热器应有事故排盐措施。

【条文出处】

本条为新编条文。

【参考条文原文】

【条文分析】

吸热塔顶部吸热器熔融盐温度高，检修维护难度大，若无事故排盐措施，一旦吸热器发生爆管或相关设备发生泄漏将可能会造成严重事故，同时检修维护难度大，周期长，故应采取必要的事故排盐措施。

熔融盐换热器一侧为高温熔盐，一侧为高温高压水或蒸汽，换热管在受热不均、温升巨变等因素造成换热管撕裂、泄漏将会造成两种介质混合，若不设置紧急排盐设施，将会造成换热器的损坏，严重时可能会造成事故发生，因此应采取必要的事故排盐措施。

4.2.17 【条文】

吸热塔内的辅助设备用房应采用耐火极限不低于2小时的防火隔墙或1.5小时的楼板与吸热器本体分隔。吸热塔内应设置火灾报警系统。

【条文出处】

本条为新编条文。

【参考条文原文】

无

【条文分析】

吸热塔顶部吸热器熔融盐温度高，一旦吸热器发生泄漏等事故，将造成严重后果。吸热器属重要设备，应与下方辅助用房隔离，也避免辅助用房事故蔓延影响。

4.3 储换热系统

4.3.1 【条文】

吸热器出口高于450℃熔融盐下塔管道应装设蠕变监察段，监察段应设置在靠近出口缓冲罐出口管段上。

【条文出处】

本条文出自《火力发电厂高温高压蒸汽管道蠕变监督规程》DL/T 441-2004第3.2.1条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

3.2.1蒸汽温度高于450℃的主蒸汽管道和再热蒸汽管道，应装设蠕变监察段。监察段应设置在靠近过热器和再热器出口联箱的水平管段上实际壁厚最薄的区段，其长度为3000mm-4000mm。

【条文分析】

塔式熔融盐管道温度高，介质特殊，电站启停频繁，且无相应长时间运行实践，为保证管道长期安全运行制定本条。

4.3.2 【条文】

太阳能热发电站熔融盐管道监察段上不应开孔和安装仪表插座，也不应安装支吊架。

【条文出处】

本条文参考《火力发电厂高温高压蒸汽管道蠕变监督规程》DL/T 441-2004第3.2条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

监察段上不允许开孔和安装仪表插座，也不得安装支吊架。

【条文分析】

火力发电厂在高温高压蒸汽管道监察段上有蠕变测量截面的设置要求，考虑到光热发电塔式熔盐管道温度高，一般在565度左右，为更好监测管道安全运行设置此条。

4.3.3 【条文】

熔融盐的运输应当依照有关法规的规定取得运输许可。

【条文出处】

《太阳能熔盐（硝基型）》GB/T36376-2018第8章第8.2条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

太阳能熔盐（硝基型）运输应符合《铁路危险货物运输安全监督管理规定》《道路危险货物运输管理规定》及《水路危险货物运输规则》的有关规定。运输过程中应有遮挡物，防治包装损坏，防止雨淋、受潮。

【条文分析】

硝酸钾是一种强氧化剂，与有机物接触，在一定条件下能引起燃烧爆炸，并放出有刺激性的有毒气体，与碳粉或硫磺共热时，能发出强光和燃烧。在运输、贮存过程中要特别注意安全。

GB6944《危险货物分类和品名编号》和GB12268《危险货物品名表》等有关国家标准，将危险货物划分为九类，硝酸钾属于危险货物中的第5类：氧化剂和有机过氧化物。

《铁路危险货物运输安全监督管理规定》第八条：运输危险货物应当在符合法律、行政法规和标准规定，具备相应品名办理条件的车站、专用铁路、铁路专用线间发到。

《道路危险货物运输管理规定》第二十八条：道路危险货物运输企业或者单位应当严格按照道路运输管理机构决定的许可事项从事道路危险货物运输活动，不得转让、出租道路危险货物运输许可证件。严禁非经营性道路危险货物运输单位从事道路危险货物运输经营活动。

《水路危险货物运输规则》第十八条：危险货物的托运人或作业委托人应了解、掌握国家有关危险货物运输的规定，并按有关法规和港口管理机构的规定，向港务(航)监督机构办理申报并分别同承运人和起运、到达港港口经营人签订运输、作业合同。

4.3.4 【条文】

导热油管道法兰结合面应用质密、耐油和耐热的垫料，不应采用塑料垫、橡皮垫和石棉垫。

【条文出处】

本条文参考《火力发电厂与变电所设计防火规范》GB 50229-2006第6.4.1第10条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

油管道法兰结合面应用质密、耐油和耐热的垫料，不应采用塑料垫、橡皮垫和石棉垫。

【条文分析】

根据国家有关标准要求，石棉垫已不允许使用。管道的法兰结合面若采用塑料或橡胶垫时，遇火垫料会迅速燃烧，造成喷油酿成大火，同时塑料或橡胶垫长期使用后还会发生老化碎裂、收缩，也会发生火灾事故。

4.3.5 【条文】

导热油系统的设备及管道的保温材料，应采用不燃烧材料。

【条文出处】

本条文参考《火力发电厂与变电所设计防火规范》GB 50229-2006第6.3.13条，原文为强制性条文。

【参考条文原文】

油系统的设备及管道的保温材料，应采用不燃烧材料。

【条文分析】

导热油温度高，尤其是槽式导热油管路长，接头多，导热油跑冒滴漏现象不可避免，为保证管道及设备安全，对保温材料制定本条文。

4.3.6 【条文】

导热油注入和熔融盐融化应制定专项方案。

【条文出处】

本条为新编条文。

【参考条文原文】

无

【条文分析】

导热油是目前槽式太阳能热发电工程中普遍使用的吸热传热介质，它有毒、易燃、对环境有污染，且导热油系统复杂，用量大；熔融盐是目前太阳能发电工程中普遍采用的储、吸、传热介质，使用数量大，融化温度高（超过300℃），系统复杂，作业时间长，且在化盐前需要对熔盐储罐提前预热，技术及工艺要求高，应该属于危险性较大的分部分项工程，需要提前制定专项施工方案，经批准后方可实施。

4.3.7 【条文】

熔融盐储罐区应设防护堤。导热油储存区集油坑应采取防渗漏措施。

【条文出处】

本条文出自《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018第9.2.3条，原文均为非强制性条文。

【参考条文原文】

9.2.3 熔融盐储热罐区四周应设置不燃性实体防护堤。防护堤高度不应小于1m，防护堤内有效容积不应小于堤内最大单罐容量。

【条文分析】

熔融盐储罐整体爆裂可能性小，局部爆裂泄露的熔融盐遇冷很快凝固，但为限制泄露危害性的进一步扩大需设置不燃性实体防护堤。

4.3.8 熔融盐储罐基础应采用隔热基础，并进行相应的热工计算和应力分析。

【条文出处】

本条文参考了《钢制储罐地基基础设计规范》GB 50473-2008第7.7.18条， 《石油化工钢储罐地基与基础设计规范》SH/T 3068-2007第9.1.19条，原文均为非强制性条文。

【参考条文原文】

《钢制储罐地基基础设计规范》GB 50473-2008

7.1.18 当储罐内储存介质最高温度高于90℃时，与罐底接触的罐基础表面，应采取隔热措施。

《石油化工钢储罐地基与基础设计规范》SH/T 3068-2007

9.1.19 当储罐内储存介质最高温度高于90℃时，与罐底接触的罐基础表面应采取隔热措施。

【条文分析】

国外已建成的太阳能热发电工程项目，熔融盐储罐屡次发生泄漏事故。熔盐储罐为太阳能热发电站储热核心设备，使用温度高，焊缝受力复杂，设备尺寸大、对地基基础变形敏感，且造价高。

4.3.9 【条文】

熔融盐泵支架应根据熔融盐泵的动参数进行结构谐响应动力分析。

【条文出处】

本条文出自《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018第19.7.1条，原文均为非强制性条文。

【参考条文原文】

19.7.1 熔融盐泵支架应根据熔融盐泵动力参数进行结构谐响应动力分析。熔融盐泵支架宜采用钢筋混凝土支架柱和钢结构平台。

【条文分析】

熔融盐泵支架结构为受动力影响的结构，采用钢筋混凝土支柱是为了获得较大的刚度，平台设计为钢结构是为了方便安装设备。

由于熔融盐泵轴系长，振动荷载突出，所以需要根据泵参数进行动力分析，即谐响应分析，以保证平台和泵的安全。

4.3.10 【条文】

熔融盐储罐的罐壁和罐底边缘板用钢应逐张进行超声检测Ⅰ级。储罐焊缝焊接前应进行焊接工艺评定。储罐罐壁、罐底板、底圈罐壁板与罐底边缘板之间的焊缝质量等级应达到一级。

【条文出处】

本条文是根据《立式圆筒形钢制焊接油罐设计规范》GB 50341-2014第4.2和12.2节，《压力容器用调质高强度钢板》GB 19189-2011第6.6节，《钢结构设计标准》GB 50017-2017第11.1.6、11.1.7条非强制性条文，《钢结构焊接规范》GB 50661-2011第5.1.5条非强制性条文，《钢结构工程施工质量验收规范》GB 50205-2001第5.2节，《石油化工钢结构工程施工质量验收规范》SHT 3507-2011第10章，以及《石油化工立式圆筒形钢制储罐施工技术规程》SH/T 3530-2011、《压力容器第1部分：通用要求》GB 150.1-2011第4.5节等综合提出的。

【参考条文原文】

《钢结构设计标准》GB 50017-2017

11.1.6 焊缝的质量等级应根据结构的重要性、荷载特性、焊缝形式、工作环境以及应力状态等情况，按下列原则选用：

1 在承受动荷载且需要进行疲劳验算的构件中，凡要求与母材等强连接的焊缝应焊透，其质量等级应符合下列规定：

1) 作用力垂直于焊缝长度方向的横向对接焊缝或T 形对接与角接组合焊缝，受拉时应为一级，受压时不应低于二级；

2）作用力平行于焊缝长度方向的纵向对接焊缝不应低于二级；

3）重级工作制（A6～A8）和起重量Q≥50t的中级工作制（A4、A5）吊车梁的腹板与上翼缘之间以及吊车桁架上弦杆与节点板之间的T形连接部位焊缝应焊透，焊缝形式宜为对接与角接的组合焊缝，其质量等级不应低于二级。

2 在工作温度等于或低于－20℃的地区，构件对接焊缝的质量不得低于二级。

3 不需要疲劳验算的构件中，凡要求与母材等强的对接焊缝宜焊透，其质量等级受拉时不应低于二级，受压时不宜低于二级。

4 部分焊透的对接焊缝、采用角焊缝或部分焊透的对接与角接组合焊缝的T 形连接部位，以及搭接连接角焊缝，其质量等级应符合下列规定：

1) 直接承受动荷载且需要疲劳验算的结构和吊车起重量等于或大于50t 的中级工作制吊车梁以及梁柱、牛腿等重要节点不应低于二级；

2）其他结构可为三级。

11.1.7 焊接工程中，首次采用的新钢种应进行焊接性试验，合格后应根据现行国家标准《钢结构焊接规范》GB 50661 的规定进行焊接工艺评定。

《钢结构焊接规范》GB 50661-2011第5.1.5条

5.1.5 焊缝质量等级应根据钢结构的重要性、荷载特性、焊缝形式、工作环境以及应力状态等情况，按下列原则选用；

1 在承受动荷载且需要进行疲劳验算的构件中，凡要求与母材等强连接的焊缝应焊透，其质量等级应符合下列规定；

1)作用力垂直于焊缝长度方向的横向对接焊缝或T形对接与角接组合焊缝，受拉时应为一级，受压时不应低于二级；

2) 作用力平行于焊缝长度方向的纵向对接焊缝不应低于二级；

3) 铁路、公路桥的横梁接头板与弦杆角焊缝应为一级，桥面板与弦杆角焊缝、桥面板与U形肋角焊缝(桥面板侧)不应低于二级；

4) 重级工作制(A6~A8) 和起重量Q≥50t的中级工作制(A4 、A5) 吊车梁的腹板与上翼缘之间以及吊车和架上弦杆与节点板之间的T形接头焊缝应焊透，焊缝形式宜为对接与角接的组合焊缝，其质量等级不应低于二级。

2 不需要疲劳验算的构件中，凡要求与母材等强的对接焊缝宜焊透，其质量等级受拉时不应低于二级，受压时不宜低于二级。

3 部分焊透的对接焊缝、采用角焊缝或部分焊透的对接与角接组合焊缝的T 形接头，以及搭接连接角焊缝，其质量等级应符合下列规定；

1)直接承受动荷载且需要疲劳验算的结构和吊车起重量等于或大于50t的中级工作制吊车梁以及梁柱、牛腿等重要节点不应低于二级；

2) 其他结构可为三级。

【条文分析】

国外已建成的太阳能热发电工程项目，熔融盐储罐屡次发生泄漏事故。熔盐储罐为太阳能热发电站储热核心设备，使用温度高，焊缝受力复杂，设备尺寸大、现场焊接条件较差，且造价高。目前尚未形成规范的设计和施工方法，但应首先规定熔融盐储罐钢板和连接焊缝的检测要求。

4.3.11 【条文】

当辅助能源采用天然气且室内布置时，其泄压部位应避免面对人员集中场所和主要交通道路。

【条文出处】

本条文出自《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018第9.5.2条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

当辅助能源采用天然气且室内布置时，其泄压部位应避免面对人员集中场所和主要交通道路。

【条文分析】

天然气泄压部位会造成人员生命安全，因此在设计、施工、运行中应高度重视。

4.3.12 【条文】

太阳能热发电站设置的自动灭火系统、与消防有关的电动阀门及交流控制负荷，应按保安负荷供电。当机组无保安电源时，应按Ⅰ级负荷供电。

【条文出处】

本条文参考《火力发电厂与变电场所设计防火规范》GB/T 50229-2019第9.1.1条，原文为强制性条文。

【参考条文原文】

9.1.1 自动灭火系统、与消防有关的电动阀门及交流控制负荷，应按保安负荷供电。当机组无保安电源时，应按Ⅰ级负荷供电。

【条文分析】

太阳能热发电站技术难度高、投资大，1×50MW的太阳能热发电站与1×350MW的火电机组投资相当，因此保证电站安全运行，消防系统设置至关重要，“以防为主，防消结合”的消防为原则，合理采用消防供电保证是关键。

4.3.13 【条文】

抗震设计时，设备抗震重要度应按设备用途和地震破坏后的危害程度分为以下四类。

第一类，除第二、三、四类以外的设备。

第二类，附录A 压力容器分类中II类压力容器，以及加热炉和高度为20m～80m的直立设备。

第三类，附录A压力容器分类中III类压力容器，以及加热炉和高度大于80m的直立设备。

第四类，消防用途的设备。

抗震计算时，设备抗震重要度系数应根据设备抗震重要度类别按下表选用。

表重要度系数

设备抗震重要度类别 第一类 第二类 第三类 第四类

重要度系数 0.90 1.00 1.10 1.20

【条文出处】

本条文出自《石油化工钢制设备抗震设计标准》GB/T 50761-2018第3.1.1、3.1.2条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

3.1.1抗震设计时，设备抗震重要度应按设备用途和地震破坏后的危害程度分为以下四类。

第一类，除第二、三、四类以外的设备。

第二类，包括特种设备安全技术规范《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG 21中的第II类压力容器，按现行行业标准《立式圆筒形钢制焊接储罐安全技术规范》AQ 3053划分为第II类的储罐，以及加热炉和高度为20m~80m的直立设备。

第三类，包括特种设备安全技术规范《固定式压力容器安全技术监察规程》TSG 21中的第III类压力容器，按现行行业标准《立式圆筒形钢制焊接储罐安全技术规范》AQ 3053划分为第III类的储罐，以及加热炉和高度大于80m的直立设备。

第四类，消防用途的设备。

3.1.2 抗震计算时，设备抗震重要度系数应根据设备抗震重要度类别按表3.1.2选用。

表3.1.2重要度系数

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 设备抗震重要度类别 | 第一类 | 第二类 | 第三类 | 第四类 |
| 重要度系数 | 0.90 | 1.00 | 1.10 | 1.20 |

【条文分析】

除建筑物分级外，还应考虑承压设备分级。光热电站用导热油可燃有毒，熔盐具有腐蚀性强氧化性，释放到环境中对人员和环境有较大危害，因此，需在设计时对各种承压设备进行抗震分级，严格按照相关规范进行设计，保护人员和环境安全。

4.4 发电岛系统

4.4.1 【条文】

汽轮机本体的安装程序，应符合其技术文件的要求，不应因设备供应、图纸交付、现场条件原因更改安装程序。

【条文出处】

本条文出自《电力建设施工技术规范第3部分:汽轮发电机组》DL 5190.3-2012 第4.1.5条，原文为强制性条文。

【参考条文原文】

4.1.5 汽轮机本体的安装程序，应严格遵照制造厂的要求，不得因设备供应、图纸交付、现场条件等原因更改安装程序。

【条文分析】

汽轮机本体是发电厂最重要的设备之一，必须严格遵照制造厂的安装程序，才能保证安装的质量。

4.4.2 【条文】

发电机定子吊装就位前，与起吊有关的建筑结构、起重机械、辅助起吊设施等强度必须经过核算，并应作性能试验，以满足起吊要求。

【条文出处】

本条文出自《电力建设施工技术规范第3部分:汽轮发电机组》DL 5190.3－2012第5.4.7条，原文为强制性条文。

【参考条文原文】

5.4.7 发电机穿转子工作应在完成机务、电气、热工仪表的各项工作后，有关人员共同对定子和转子进行最后检查确认并经签证后方可进行。

【条文分析】

发电机定子吊装属于危险性较大的吊装作业，必须对起吊有关的建筑结构、起重机械、辅助起吊设施等强度必须经过核算，并应作性能试验，以满足起吊要求。

4.4.3 【条文】

集中控制室的疏散出口不应小于2个。

【条文出处】

本条文出自《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018第9.6.3条，原条文为非强制性条文；

【参考条文原文】

《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018

9.6.3 集中控制室的疏散出口不应少于2 个。

【条文分析】

集中控制室是运行人员集中的场所和电站的控制中心，为确保人员生命和电站运行的安全，本条文对集中控制室提出事故、消防疏散出口数量提出了要求。

4.4.4 【条文】

集中控制室不应穿行汽、水、油等工艺管道。集中控制室应设置整体刚性防水楼、屋面。

【条文出处】

本条文出自《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018第9.6.4条，原条文为非强制性条文；

【参考条文原文】

《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018

9.6.4 集中控制室不得穿行汽、水、油等工艺管道。

【条文分析】

集中控制室是运行人员集中的场所和电站的控制中心，为确保人员生命和电站运行的安全，提出集中控制室严禁穿行汽、水、油等工艺管道，并对屋面防排水的做法提出要求。

4.5 电气系统

4.5.1 【条文】

塔式太阳能热发电站构筑物顶部和外墙上接闪器必须与构筑物栏杆、旗杆、管道、设备、门窗、支架等外露金属进行等电位连接。

【条文出处】

本条文出自《建筑物防雷工程施工与质量验收规范》GB 50601-2010第6.1.1条第1款，原文为强制性条文。

【参考条文原文】

6.1.1主控项目应符合下列规定：

1 建筑物顶部和外墙上的接闪器必须与建筑物栏杆、旗杆、吊车梁、管道、设备、太阳能热水器、门窗、幕墙支架等外露的金属物进行等电位连接。

【条文分析】

条文原文为强制性条文，且在现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB 50057中也有相关要求。被保护构筑物内的金属物接地是防闪电感应的主要措施，涉及建筑物的安全，列为强制性条文。

4.5.2 【条文】

导热油系统内的的电机及电缆应考虑防爆要求。

【条文出处】

本条为新编条文。

【参考条文原文】

无

【条文分析】

槽式太阳能热发电工程中的导热油有毒、易燃、对环境有污染，导热油系统复杂，且用量大，根据《爆炸危险环境电力装置设计规范》GB 50058-2014,第5.2条 爆炸性环境电气设备的选择，导热油系统内的的电机及电缆应考虑防爆要求。

4.5.3 【条文】

太阳能热发电站应根据运行模式配置保安电源。运行过程中，聚光集热系统定日镜和熔融盐主循环泵不应同时失电，槽式或线性菲涅尔式集热单元和导热介质主循环泵不应同时失电。

【条文出处】

本条文出自出自《塔式太阳能光热发电站设计标准》（GB/T 51307-2018第16.3.11条，原条文为非强制性条文。

【参考条文原文】

16.3.11 太阳能热发电站应根据运行模式配置保安电源。

【条文分析】

根据光热电站中储能系统的工艺特性，需要在全站失电时保证部分负荷的继续运行，故应设置交流保安电源，以防止熔融盐由于温度过低而凝结、报废。

运行过程中，聚光集热系统定日镜和熔融盐主循环泵同时失电，在太阳辐照度较好的情况下，塔顶缓冲器内熔融盐释放完后，会造成吸热器在空管状态下过热烧毁的风险。运行过程中，槽式或线性菲涅尔式集热单元和导热介质主循环泵同时失电，会造成集热管内熔盐过热分解的风险。

4.5.4 【条文】

太阳能热发电站镜场户外电气、控制设备防护等级不应低于IP54。

【条文出处】

本出自《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018，第15.9.7条；《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012 第8.1.2条，原文为非强制性条文。

【参考条文原文】

《光伏发电站设计规范》GB 50797-2012

8.1.2光伏发电站升压站主变压器的选择应符合下列要求：

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发电站，当采用户外布置时，沿海防护等级应达到IP65，风沙大的光伏发电站防护等级应达到IP54。

《塔式太阳能光热发电站设计标准》GB/T 51307-2018

15.9.7 定日镜就地控制装置可采用可编程控制器或其他控制装置。控制装置应与定日镜场控制系统进行通信。定日镜就地控制装置应符合下列规定:

2 定日镜就地控制装置外壳的防护等级不应低于IP65;

【条文分析】

目前我国满足光热电站开发条件的场址全部位于三北地区，且多位于戈壁、沙漠、干旱草场等地方，常年风沙、灰尘较大，长时间配电柜、箱内进入尘土，对电气设备性能有一定的影响。所以建议室外安装的设备箱体的防护等级不低于IP54，根据具体情况可采用IP65。