

高速公路分布式光伏系统建设 第2部分： 设计规范

Construction for distributed photovoltaic system of expressway —
Part 2: Specification for design

2025 - 01 - 24 发布

2025 - 02 - 24 实施

前 言

本文件按照GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

本文件是DB34/T 4995《高速公路分布式光伏系统建设》的第2部分。DB34/T 4995已经发布了以下部分：

——第1部分：指南；

——第2部分：设计规范。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由安徽省交通控股集团有限公司提出。

本文件由安徽省交通运输厅归口。

本文件起草单位：安徽省交通控股集团有限公司、安徽交控资源有限公司、安徽省交通规划设计研究总院股份有限公司、安徽皖通高速公路股份有限公司、安徽省交控建设管理有限公司、安徽省交设建投工程有限公司、中国能源建设集团安徽电力建设第二工程有限公司、中国电建集团成都勘测设计研究院有限公司。

本文件主要起草人：苏新国、唐军、王辉、程伟、周丞、牛京涛、路飞、郝浩、牟安冉、李博、张玉斌、张岩、郑国华、孙磊、丁述庆、夏振武、高强、任园、桂振明、谈志远、方肖力、廖彦、罗东伟、王祥彪、王春红、鲍世辉。

引 言

为贯彻落实国家“碳达峰、碳中和”重大战略决策，促进可再生能源、清洁能源利用，推进交通基础设施与能源融合发展，推动高速公路路域分布式光伏系统开发利用和规模化建设，编制本文件。DB 34/T 4995 拟由五个部分构成。

- 第1部分：指南。目的在于确定安徽省高速公路分布式光伏系统建设的场地选择、系统组成及建设流程，并对各个阶段的工作内容进行确定。
- 第2部分：设计规范。目的在于规定安徽省高速公路分布式光伏系统建设中设计阶段的技术要求。
- 第3部分：施工规范。目的在于规定安徽省高速公路分布式光伏系统建设中施工阶段的技术要求。
- 第4部分：验收规范。目的在于规定安徽省高速公路分布式光伏系统建设中验收阶段的技术要求。
- 第5部分：运维指南。目的在于确立安徽省高速公路分布式光伏系统建设中运维阶段的技术要求。

本文件系统总结了安徽省高速公路分布式光伏系统建设的流程及各个阶段的技术要求，为高速公路分布式光伏系统建设健康、有序发展提供标准支撑，最大限度满足安徽省高速公路分布式光伏系统建设各参建方的应用需求。

高速公路分布式光伏系统建设 第2部分：设计规范

1 范围

本文件确立了高速公路分布式光伏系统建设设计规范的基本要求，并规定了基础及支架设计、光伏方阵设计、电气设计、接入设计和环境与景观设计等。

本文件适用于高速公路分布式光伏系统建设的设计。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

- GB/T 2518 连续热镀锌和锌合金镀层钢板及钢带
- GB 3095 环境空气质量标准
- GB 3096 声环境质量标准
- GB/T 9535 地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和定型
- GB/T 12325 电能质量 供电电压偏差
- GB/T 12326 电能质量 电压波动和闪变
- GB/T 12612 多功能钢铁表面处理液通用技术条件
- GB/T 13912 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 14549 电能质量 公用电网谐波
- GB/T 15543 电能质量 三相电压不平衡
- GB/T 29319 光伏发电系统接入配电网技术规定
- GB/T 34933 光伏电站汇流箱检测技术规程
- GB/T 34936 光伏电站汇流箱技术要求
- GB/T 36558 电力系统电化学储能系统通用技术条件
- GB/T 37408 光伏发电并网逆变器技术要求
- GB 50009 建筑结构荷载规范
- GB 50011 建筑抗震设计规范
- GB 50017 钢结构设计标准
- GB 50054 低压配电设计规范
- GB 50068 建筑结构可靠性设计统一标准
- GB 50153 工程结构可靠性设计统一标准
- GB 50217 电力工程电缆设计规范
- GB 50395 视频安防监控系统工程设计规范
- GB 50429 铝合金结构设计规范
- GB 50797 光伏电站设计规范
- GB 51101 太阳能发电站支架基础技术规范
- DL 5027 电力设备典型消防规程

DL/T 448 电能计量装置技术管理规程
DL/T 614 多功能电能表
DL/T 645 多功能电能表通信协议
DL/T 5137 电测量及电能计量装置设计技术规程
JGJ 106 建筑基桩检测技术规范
JG/T 490 太阳能光伏系统支架通用技术要求
JG/T 492 建筑用光伏构件通用技术要求
JTG B01 公路工程技术标准
JTG B04 公路环境保护设计规范
JTG/T D81 公路交通安全设施设计细则
NB/T 32004 光伏发电并网逆变器技术规范
NB/T 42073 光伏发电系统用电缆
NB/T 42142 光伏并网微型逆变器技术规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

光伏组件倾角 PV module inclination

光伏组件所在平面与水平面的夹角。

3.2

中国加权效率 china efficiency

逆变器不同输入电压下反映中国日照资源特征加权总效率的平均值。

3.3

孤岛效应 islanding

电网失压时，光伏系统仍保持对失压电网中的某一部分线路继续供电的状态。

4 基本要求

4.1 设计应遵循安全可靠、成熟高效、环保美观、经济合理的原则。

4.2 系统组件距离外侧行车道的最小安全净距，应满足 JTG/T D81 中高速公路附属设施安全净距的要求。

4.3 在既有建筑物上安装光伏系统，必须进行建筑物结构和电气的安全复核，必要时须增加支撑结构，并应满足 GB 50153 的要求。

4.4 光伏方阵区域、配电间、逆变器室、变压器室等的消防设计均应符合 GB 50797、DL 5027 的规定。

4.5 视频安防监控应在光伏系统较重要的位置装设，具有对图像信号的分配、切换、存储、还原、远传等功能，安防监控设置应符合现行 GB 50395 的规定。

4.6 应优先选用通过国家批准的认证机构认证且环保低碳、节能高效的材料和设备。

4.7 应根据自发自用、余电上网、余电储能或全额上网等应用模式选择系统组成配置，不同模式的分布式光伏系统组成配置可按照第 1 部分表 1 选用。

4.8 高速公路分布式光伏系统设计，除执行本文件规定外，还应满足现行 GB 50797、JTG B01 等国家标准、交通及电力行业相关规范的规定。

5 基础及支架设计

5.1 基础设计

- 5.1.1 应根据所选场地的岩土工程勘察结果,进行基础设计。
- 5.1.2 基础型式选择应考虑边坡、服务区、隧道洞口区域等区域地基稳定性,宜采用条形基础、桩基础等破坏性小的基础型式;地质条件较差的区域宜采用桩基础。
- 5.1.3 采用条形基础时,基础下素土应压实且压实系数不小于 0.94。条形基础应采用 C30 等级以上混凝土,基础短柱露出地面高度不小于 20cm。
- 5.1.4 桩基础可采用螺旋桩、预制管桩等,相关技术要求包括但不限于:
- 应进行承载能力和稳定性验算,验算应符合 GB 51101 的规定;
 - 螺旋桩宜采用便携式旋紧机进行打桩作业,如遇钻进困难可预成小孔后再旋拧;预制管桩局部较难施工区域可采用引孔的施工方式,预成孔孔径不应超过桩杆直径;
 - 桩基础施工完毕后,应测量桩位置,当桩位偏差大于 30mm 或大于桩直径的 10% 时,应进行纠偏,并用素土、砂浆或 C15 细石混凝土等填充材料回填桩与土体之间的缝隙;
 - 检测孔深和沉积层厚度并且垂直度误差应 $\leq 10\text{mm/m}$ 。
- 5.1.5 桩基础应进行单桩承载力和桩身完整性抽样检测,相关要求应满足现行 JGJ 106 的规定。

5.2 支架设计

- 5.2.1 支架应结合工程实际选用材料,并确定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。
- 5.2.2 光伏支架材料宜采用钢材或铝合金,材质的选用及荷载等级应符合现行 JG/T 490 的要求。
- 5.2.3 支架结构设计应符合下列要求:
- a) 支架结构的强度、稳定性和连接强度计算,应符合 GB 50017、GB 50429 及 GB 50797 的规定;
 - b) 计算时荷载作用和组合效应,应符合 GB 50068、GB 50011 等标准中的适用要求;荷载应符合 GB 50009 的要求。
- 5.2.4 支架的变形与构造应符合下列规定:
- a) 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;
 - b) 受弯构件的挠度容许值不应大于跨度的 1/250,对于有边框光伏组件的次梁挠度容许值不应大于跨度的 1/200;
 - c) 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;
 - d) 受弯构件的挠度容许值与受压和受拉构件的长细比限值应符合国家标准 GB 50797 的要求。
- 5.2.5 支架的除锈与防腐应符合下列规定:
- a) 钢支架构件制作完毕后进行抛丸除锈处理,除锈等级为 Sa2;涂层分为底漆、中间漆和面漆。第一道防锈漆必须在钢构件除锈后 4 小时内进行。若采用化学除锈方法时,应选用具备除锈、磷化、钝化两个以上功能的处理液,其质量应符合 GB/T 12612 的规定;
 - b) 支架防腐宜采用热浸镀锌及镀锌铝镁防腐,板厚小于 5mm (含 5mm) 镀锌层平均厚度不应小于 65 μm ;板厚为 6mm 及以上的,镀锌层厚度不应小于 85mm。热浸镀锌层满足 GB/T 13912 的要求,镀锌铝镁镀层按照 GB/T 2518 执行;
 - c) 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;

- d) 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 GB 50797 的有关规定。

5.2.6 支架与基础的连接可采用焊接、螺栓等方式,桩基础宜采用抱箍螺栓连接。

6 光伏方阵设计

6.1 光伏组件

6.1.1 光伏组件的反射比宜不大于 0.16,对高速公路行车有眩光影响的区域应采用较低反射比的光伏组件,其他要求应符合 GB/T 9535、JG/T 492 的规定。

6.1.2 多晶硅组件和单晶硅组件的平均光电转换效率分别不低于 17%和 19.6%。多晶硅、单晶硅和薄膜电池组件自运行之日起,一年内衰减率分别不应高于 2.5%、3%和 5%,之后每年衰减不应高于 0.7%;宜选用单晶硅组件。

6.1.3 光伏组件应配套提供接线盒,应密封防水、散热性好并连接牢固,引线极性标记准确、明显,防护等级不低于 IP65,满足不少于 25 年室外使用的要求。

6.2 方阵设计

6.2.1 组串设计

6.2.1.1 系统中接入同一光伏组件串的各光伏组件的电性能参数宜保持一致,接入同一最大功率跟踪回路的光伏组件串电压、组件朝向、安装倾角宜保持一致。

6.2.1.2 组件的串联数量可按照 GB 50797 的规定计算。

6.2.2 安装倾角设计

6.2.2.1 宜优先选择使光伏方阵倾斜面上受到的全年辐照量最大的最佳倾角。光伏组件倾斜面上的总辐射量为倾斜面上的直接辐射量、散射辐射量及地面反射辐射量之和,总辐射量可利用下列公式(1)~(5)计算,并选择最佳倾角。省内主要地区最佳倾角可参见附录 A。

6.2.2.2 有眩光影响、安装容量受限等特殊区域的分布式光伏系统建设,可根据实际需要,经技术经济比较及现场测试后确定光伏方阵的设计倾角。

$$H_t = H_{bt}(S) + H_{dt}(S) + H_{rt}(S) \cdots \cdots \cdots (1)$$

式中:

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_{bt} ——倾斜面上太阳直接辐射量;

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;

S ——倾斜面的角度。

$$H_{bt} = H_b \times R_b \cdots \cdots \cdots (2)$$

式中:

H_{bt} ——倾斜面上太阳直接辐射量;

H_b ——水平面上太阳直接辐射量;

R_b ——倾斜面与水平面上直接辐射量的比值。

$$H_{dt} = H_d \left[\frac{H_b}{H_0} H_b + 0.5 \left(1 - \frac{H_b}{H_0} \right) (1 + \cos S) \right] \dots\dots\dots (3)$$

式中:

H_{dt} ——倾斜面上太阳散射辐射量;

H_b ——水平面上太阳直接辐射量;

H_0 ——大气层外水平面上太阳辐射量;

H_d ——水平面上散射辐射量;

S ——倾斜面的角度。

$$H_{rt} = 0.5 \rho H (1 - \cos S) \dots\dots\dots (4)$$

式中:

H_{rt} ——倾斜面上地面反射辐射量;

ρ ——地面反射率, 可取 $\rho=0.2$;

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;

S ——倾斜面的角度。

$$R_b = \frac{\cos(\varphi-S) \cdot \cos\delta \cdot \sin h_s' + \frac{\pi}{180} h_s' \cdot \sin(\varphi-S) \sin\delta}{\cos\varphi \cdot \cos\delta \cdot \sin h_s + \frac{\pi}{180} h_s \cdot \sin\varphi \sin\delta} \dots\dots\dots (5)$$

式中:

R_b ——倾斜面与水平面上直接辐射量的比值;

h_s ——水平面上的日落时角;

h_s' ——倾斜面上的日落时角;

φ ——当地的纬度;

δ ——太阳的赤纬角度;

S ——倾斜面的角度。

6.2.3 阵列布置

6.2.3.1 光伏方阵安装方位角宜采用正南方向; 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、右不被遮挡。

6.2.3.2 光伏方阵内光伏组件的最低点距地面的距离应考虑最大积雪深度、洪水水位、植被高度等因素确定, 不宜低于 0.3m; 光伏组件与坡面垂直距离应不低于 0.3m, 并确保边坡草皮与组件无接触。

6.2.3.3 光伏阵列布置应离地方道路水平净距 2m 以上距离; 边坡光伏方阵上缘与高速公路土路肩外边缘沿坡面的直线距离不小于 1.5m;

6.2.3.4 阵列布置应留有方便人工清洗、维护检修的通道; 边坡光伏方阵纵向相邻组件阵列间应设置宽度不小于 1m 的检修通道; 边坡横向每隔两排组件设置一条维护通道, 通道宽度应不小于 0.5m。

6.2.3.5 同一光伏方阵内的光伏组件应在同一倾斜面内, 光伏组件倾斜角度偏差允许范围为 $\pm 1^\circ$, 同一光伏方阵内, 组件间的间隔距离不小于 20mm, 相邻光伏组件间的边缘高差不大于 2mm, 同组光伏组件间的边缘高差不大于 5mm。

7 电气设计

7.1 电缆

7.1.1 电缆选用应满足下列要求:

- 组件连接电缆及组串连接电缆应选用光伏专用直流电缆；宜采用单芯电缆，电缆应符合 NB/T 42073 的规定；
- 集中敷设于沟道、槽盒中的电缆宜选用 C 类阻燃电缆，进入建筑内部的电缆应不低于原有建筑对电缆防火等级的要求；
- 电缆的电压等级不应低于系统最高电压；
- 电缆的载流量应符合 GB 50054、GB 50217 的规定。

7.1.2 电缆铺设应满足下列要求：

- 光伏组件前后排组串的线缆应穿管保护或沿桥架敷设，电缆桥架结构的强度、刚度及稳定性要求应符合 GB 50217 的规定；光伏组件之间及组串与汇流箱之间的电缆应有固定措施和防晒措施；
- 动力电缆与控制电缆应分层敷设，当无法避免时，应各置一侧，宜采用防火槽盒或防火隔板进行分隔；
- 电缆及穿线管在穿越防火分区、楼板、墙体的洞口等处应采取防火封堵；
- 直埋电缆敷设时埋深宜不小于 0.8m，过路时埋深宜大于 1.0m，与其它管线交叉时净距宜大于 0.5m；
- 直埋电缆的垂直地面上要做好标示桩，原则上在直线距离间隔 30 米和拐弯处埋设，标示桩上要注明电缆型号及电缆走向和深度。

7.2 汇流箱

7.2.1 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汇流箱，且应满足 GB/T 34933 和 GB/T 34936 的要求。

7.2.2 汇流箱应满足下列要求：

- 应具有低残压、低残流的雷电防护能力，宜采用对接地电阻值不限制，且防护性能好的隔离式防雷接地汇流装置；
- 其断路器应按线路短路电流 1.25 倍设计选型；
- 室外汇流箱应有防腐、防锈、防暴晒等措施，防护等级不低于 IP65；
- 输入回路应具有防逆流及过流保护；
- 应具有组串电流检测功能，并可进行遥信监控。

7.3 逆变器

7.3.1 所选用逆变器技术要求应符合 GB/T 37408、NB/T 32004 的规定，其中微型逆变器技术要求应符合 NB/T 42142 的规定。

7.3.2 逆变器应满足下列要求：

- 应具备频率异常耐受能力、高低电压穿越能力、系统异常电压耐受能力、防孤岛效应保护能力等功能；
- 应具有在 1.2 倍额定电流以下，连续可靠工作时间不应小于 1min 的过载能力；
- 逆变器具备频率、电压异常、过流与短路保护等功能，低于 20%额定电压，0.2 秒闭锁发电，检有压 85%额定电压时自动并网功能；
- 逆变器在输出功率大于 50%时的功率因素不小于 0.98，在输出功率 20%~50%直接时的功率因素不小于 0.95；总波形畸变率小于 3%；直流分量小于 0.5%；
- 逆变器中国加权效率应满足：带隔离变压器型不低于 96%，不带隔离变压器型不低于 98%；
- 宜具备组串智能分断功能。

7.3.3 最大输入功率宜为光伏方阵功率的 0.8~1 倍。逆变器的数量应根据实际安装条件、光伏系统装

机容量以及单台并网逆变器额定容量，并结合逆变器允许接入的电流、电压值来确定，超配系数不宜大于 1.7。逆变器最大直流输入功率应符合公式（6）规定。

$$S_{INV} \geq \Sigma \left(\frac{S_1}{K_1} + \frac{S_2}{K_2} + \dots + \frac{S_N}{K_N} \right) \dots\dots\dots (6)$$

式中：

S_{INV} ——逆变器最大直流输入功率（W）；

S_1 、 S_2 、 S_N ——组件标称功率（W）；

K_1 、 K_2 、 K_N ——超配系数，不宜大于 1.7。

7.4 储能装置

7.4.1 储能装置宜根据储能效率、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，并应符合下列规定：

- 宜选用循环寿命长、充放电效率高、自放电小等性能优越的储能电池；
- 宜选用大容量单体储能电池，减少并联数；储能电池串并联使用时，应由同型号、同容量、同制造厂的产品组成，并应具有一致性；
- 应具有电池管理系统；宜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；
- 充放电控制器应具有短路保护、过负荷保护、过充（放）保护、欠（过）压保护、反向放电保护、极性反接保护及防雷保护等功能，必要时应具备温度补偿、数据采集和通信功能；
- 宜选用满足电磁兼容性要求节能型的充放电控制器。

7.4.2 储能电池组容量应根据负载功率、额定电压、工作电流、日平均用电时数、连续阴雨天数、储能电池的类型及其电气特性等参数确定。储能电池的总容量可按公式（7）计算：

$$C_c = \frac{D \times F \times P_0}{U \times K_a} \dots\dots\dots (7)$$

式中：

C_c ——储能电池总容量(kWh)；

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 ——负载功率(kW)；

U ——储能电池的放电深度，通常为 0.5~0.8；

K_a ——综合效率系数，包括储能电池的放电效率，控制器、逆变器以及交流回路的效率，通常为 0.7~0.8。

7.4.3 其他要求还应符合 GB/T 36558、GB 50797 的规定。

7.5 防雷接地

7.5.1 接地应符合下列要求：

- 光伏方阵场地内应设置接地网，接地电阻应不大于 4 Ω ；
- 正常不带电的电气设备金属外壳与金属结构均应可靠接地，包括支架、光伏组件边框、电缆桥架、逆变器、光伏车棚钢结构等；
- 金属桥架及支架全长应不少于 2 处与接地干线相连，桥架连接板两端跨接铜芯导线截面不小于 6mm²。

7.5.2 防雷设计应满足下列要求：

- 对于室外布置的箱式逆变器和预制舱等，宜充分利用其箱体金属外壳对设备进行雷电防护；当采用非金属箱体时，应设置接闪器对设备进行防护；
- 线路防雷应保证光伏发电系统直流侧的正负极均悬空、不接地；逆变器和交流配电柜内应设置浪涌保护器防止雷电引起的线路过电压。

7.5.3 其他要求还应符合 GB 50797 的相关规定。

8 接入设计

8.1 并网要求

8.1.1 并网点宜按就近并网原则，充分考虑周边电网接入条件及要求确定。

8.1.2 并网电压等级应根据安装容量及电网的具体情况，经技术经济比较后确定，宜采用 10 kV 及以下电网等级接入。

8.1.3 并网设计应符合下列要求：

- 应结合无功补偿类型和容量进行接入系统方案设计；
- 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)；输有功功率在 20%~50% 时，功率因数不应小于 0.95 (超前或滞后)；
- 应具有电压自动检测及并网切断控制功能；当电网短路时应在 0.2 秒内将光伏系统与电网断开；当电网失压时，防孤岛效应保护应在 2 秒内完成，将光伏系统与电网断开；
- 应具备与电力调度部门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。

8.1.4 并网其他要求应满足 GB/T 29319、GB 50797 的有关规定。

8.2 电能质量与计量

8.2.1 电能质量应符合下列要求：

- 应在并网点装设电能质量在线监测装置，电能质量数据应储存一年以上；
- 系统应与电网同步运行，频率允许偏差为 $\pm 0.5\text{Hz}$ ；
- 输出电能应有较低的谐波和电流畸变；总谐波电流应小于功率调节器输出的 5%；
- 向电网馈送的直流电流分量最大不应超过其交流额定值的 0.5%；
- 接入电网后引起电网公共连接点的谐波电压畸变率、谐波电流、电压、电压波动和闪变、三相电压不平衡度等应满足 GB/T 14549、GB/T 12325、GB/T 12326、GB/T 15543 的要求。

8.2.2 电能计量应符合下列要求：

- 电能计量装置应具有计量正向有功电量、反向有功电量、四象限无功电量的功能，其技术特性应符合 DL/T 448、DL/T 5137、DL/T 614 等标准的有关规定，并应满足当地电网的要求；
- 应配有标准通信接口，具备本地通信和通过电能信息采集终端远程通信的功能，通讯协议应符合 DL/T 645 的规定。

9 环境与景观设计

9.1 系统建设对所在地环境空气、噪声等影响应符合 GB 3095、GB 3096、GB 50797 的相关规定。

9.2 光伏组件阵列不应造成周围环境光污染，否则应采取调整角度或选用低反射比组件等措施。

9.3 应充分评估建设时植被破坏对边坡等抗冲刷能力的影响，应考虑排水及抗冲刷要求。

- 9.4 应结合高速公路绿化景观要求，光伏系统宜整体布置与规划，景观绿化的植物选择应与光伏系统设置的区域相协调，并符合 JTGB04 的相关要求；宜专列费用于绿化与景观提升。
- 9.5 对于枢纽互通等有条件种植高大乔木的区域，光伏组件北侧远地端加密种植高大乔木遮挡光伏组件基础以提高整体美观性；南侧近地端宜栽种低矮灌木，且应满足 2~2.5 倍树冠高度投影范围不影响临近光伏组件的要求；光伏组件下方宜种植喜阴植物。
- 9.6 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。

附 录 A
(资料性)

安徽省主要地区最佳倾角参考值

安徽省主要地区最佳倾角参考值见表A.1。

表A.1 安徽省主要地区最佳倾角参考值

编号	市名	纬度 (N)	经度 (E)	最佳倾角 (°)
1	合肥	31.8	117.2	26
2	芜湖	31.4	118.4	24
3	蚌埠	32.9	117.4	28
4	淮南	32.6	117.0	27
5	马鞍山	31.7	118.5	24
6	淮北	33.7	116.8	28
7	铜陵	30.9	117.8	23
8	安庆	30.5	117.1	22
9	黄山	29.7	118.3	22
10	阜阳	32.9	115.8	26
11	宿州	33.6	117.0	28
12	滁州	32.3	118.3	26
13	六安	31.7	116.5	24
14	宣城	30.9	118.8	23
15	池州	30.7	117.5	23
16	亳州	33.8	115.8	27