中国电机工程学会   发布

ICS 27.160

CCS F01

T/CSEE XXXX—YYYY

团体标准

20XX—XX—XX发布

20XX—XX—XX实施

光伏发电站智慧运维规范

Specifications for smart operation and maintenance of solar photovoltaic power station

（征求意见稿）

目 次

[前 言 I](#_Toc117516125)

[1 范围 1](#_Toc117516126)

[2 规范性引用文件 1](#_Toc117516127)

[3 术语和定义 2](#_Toc117516128)

[4 缩略语 3](#_Toc117516129)

[5 一般要求 3](#_Toc117516130)

[6 数据采集内容及技术要求 4](#_Toc117516134)

[7 数据接口技术要求 7](#_Toc117516135)

[8 智慧运维系统要求 8](#_Toc117516136)

[9 智慧运维管理要求 9](#_Toc117516137)

[附　录　A（资料性）实时数据采集信息内容 12](#_Toc117516138)

前 言

本文件按照《中国电机工程学会标准化管理办法》、《中国电机工程学会标准化管理办法实施细则》的要求，依据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。

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。

本文件由中国电机工程学会提出。

本文件由中国电机工程学会火力发电专业委员会技术归口和解释。

本文件起草单位：西安热工研究院有限公司、、、、。

本文件主要起草人：、、、、、、、、、。

本文件为首次发布。

本文件执行过程中的意见或建议反馈至中国电机工程学会标准执行办公室（地址：北京市西城区白广路二条1 号，100761，网址：http：//www.csee.org.cn，邮箱：cseebz@csee.org.cn）。

光伏发电站智慧运维规范

1. 范围

本文件规定了光伏发电站智慧运维过程中设备运行状态数据、离线监测数据、设备故障告警数据、外部接入数据、日常运维数据的采集内容及要求，并规定了光伏发电站各监控系统数据接口技术要求，同时对智慧运维系统功能、智慧运维内容、智慧运维模式提出要求。

本文件适用于集中式光伏发电站智慧运维工作，分布式光伏发电站结合自身特点，在满足安全、经济、适用条件下可参考执行。

1. 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 6495.4 晶体硅光伏器件的I-V实测特性的温度和辐照度修正方法

GB/T 7027 信息分类和编码的基本原则与方法

GB/T 7354 高电压试验技术局部放电测量

GB 16806 消防联动控制系统

GB/T 17949.1 接地系统的土壤电阻率、接低阻抗和地面点位测量导则第1部分:常规测量

GB/T 18210 晶体硅光伏（PV）方阵I-V特性的现场测量

GB/T 24343 工业机械电气设备-绝缘电阻试验规范

GB/T 28181 安全防范视频监控联网系统信息传输、交换、控制技术要求

GB/T 35694 光伏发电站安全规程

GB/T 37408 光伏发电并网逆变器技术要求

GB/T 38335 光伏发电站运行规程GB 50116 火灾自动报警系统设计规范

NB/T 10185并网光伏电站用关键设备性能检测与质量评估技术规范

NB/T 32004光伏并网逆变器技术规范

GAT 367 视频安防监控系统技术要求

DL/T 476 电力系统实时数据通信应用层协议

DL/T 634.5104 远动设备及系统第5104部分：传输规约

DL/T 634.5101 远动设备及系统第5101部分：传输规约

中华人民共和国国家发展和改革委员会令第14号《电力监控系统安全防护规定》

国能安全〔2014〕317号《电力行业网络与信息安全管理办法》

IEC 61850 变电站通讯网络和系统（Communication Networks and Systems in Substations）

1. 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

智慧运维 smart operation and maintenance

为达到设备长期安全、高效、经济、可靠运行以及电站的无人值守目标，以信息化、网络化为基础，借助各类感知设备获取所监控设备的运行状态数据，基于数据融合、信息分析、故障诊断等技术实现设备状态的智能判断、故障预警及寿命预测，为运维人员提供决策支持，并通过终端设备实现对运行、检修工作实时监督及远程指导的运维过程，同时减少不必要的人员管理环节。

3.2

智慧运维系统 information system for smart operation and maintenance

具备对从光伏发电站获取的各类数据进行预处理、分析，对光伏发电站智能监视、智能管理、数据智能分析及故障预警、诊断等功能，并集成有成熟的机器学习、专家系统等人工智能算法，为运维人员提供决策支持的信息化系统。

3.3

集中监控系统 centralized monitoring system

对所管辖区域内光伏发电站各设备的运行状态（参数）进行监视和控制的信息化系统。

3.4

集控中心 centralized control center

借助集中监控系统，对所管辖区域内多个光伏发电站各设备状态进行远程集中监视、控制及管理的机构。

3.5

智慧运维中心 center of smart operation and maintenance

借助智慧运维系统及带有智能化功能的装备，具有对所管辖的光伏发电站智能监视、智能管理、数据智能分析及故障预警、诊断等职能，实现对光伏发电站安全运维、高效指挥的机构。

3.6

区域维检中心 regional center of maintenance

借助智慧运维系统及集中监控系统，接收智慧运维中心指挥信息及安排的工作任务，完成对所管辖区域内的光伏发电站巡视检查、维护消缺、设备检修、故障抢修等工作，确保电站设备正常、安全运行的机构。

3.7

原始数据 primary data

通过各类传感器直接获得的未经过计算处理的光伏电站各设备的实时状态数据。

3.8

计算数据 calculated data

利用原始数据按照一定的计算方法得到的数据。

3.9

光伏组件缺陷检测 defect detection of PV module

借助机器学习或深度学习算法，判断所采集的光伏组件图像中是否存在缺陷，实现对光伏组件表面缺陷的高效诊断。

1. 缩略语

下列缩略语适用于本文件。

Ⅰ区： 电力二次系统生产控制大区中的控制区(安全区Ⅰ)

Ⅱ区：电力二次系统生产控制大区中的非控制区(安全区Ⅱ)

Ⅲ区：信息管理大区中的生产管理区（安全区Ⅲ）

Ⅳ区：信息管理大区中的管理信息区（安全区Ⅳ）

CAN：控制器局域网络（Controller Area Network）

CGCS：国家大地坐标系(China Geodetic Coordinate System)

EL：电致发光,亦称场致发光（Electroluminescence）

FTP：文件传输协议（File Transfer Protocol，FTP）

GIS：气体绝缘全封闭组合电器（GAS insulated SWITCHGEAR）

OLE：对象连接与嵌入(Object Linking and Embedding)

OPC：用于过程控制的OLE（OLE for Process Control）

NTP：网络时间协议（Network Time Protocol）

ONVIF：开放型网络视频接口论坛（Open Network Video Interface Forum）

PSIA：物理安防互操作（Physical Security Interoperability Alliance）

RTSP：实时流传输协议(Real Time Streaming Protocol)

RS：遥感(Remote Sensing)

SCADA：数据采集与监视控制系统（Supervisory Control And Data Acquisition）

SFTP：安全档案传送协定(SSH File Transfer Protocol)

1. 一般要求
   1. 光伏发电站智慧运维工作范围包括数据采集与分析、电站智能监视、智能运行管理、智能巡检、设备故障预警、诊断等。
   2. 光伏发电站各设备Ⅰ区、Ⅱ区实时监控数据采集内容、采集周期应包含附录A中的内容。未划入Ⅰ区、Ⅱ区的各设备在线状态监测数据通过独立网络传至集控中心Ⅲ区。各数据集中在Ⅲ区统一管理。
   3. 日常运维数据、设备运行实时状态数据、设备故障告警数据、外部数据应保存一次数据（即原始数据），存储时不应对一次数据进行删除和修改。
   4. 计算数据在Ⅲ区存储时间至少涵盖伏组件的寿命周期，原始数据至少存储3年。
   5. Ⅲ区宜配置实时数据库，用于接收Ⅰ区、Ⅱ区的实时数据。
   6. 数据的校验值和插补值应能够追溯到一次数据，具体规则参照GB/T 7027执行。
   7. 用于指标计算的数据应进行一致性和完整性校验，对于缺失和异常数据可采用统计法或模型法进行补全和替换；用于设备故障预测诊断类的数据不宜进行矫正性替换。
   8. 光伏发电站SCADA系统、升压站综自系统的告警及其它设备状态监测系统的故障及故障信息应实时发送到Ⅲ区进行统一管理，发送的故障告信息至少包括设备编码、故障类型编码、故障时间、故障描述、故障原因等信息，故障录波数据应同时上传到Ⅲ区。
   9. 集控中心及智慧运维中心应配备集中监控系统、智慧运维系统等信息系统。
   10. 集中监控系统与智慧运维系统应采用安全方式互联，集中监控系统部署于Ⅰ区、Ⅱ区，智慧运维系统部署于Ⅲ区，智慧运维系统具备实时接入Ⅰ区、Ⅱ区数据及公共网络数据的功能。
   11. 智慧运维系统所需的外部数据应使用安全可靠的方式从公共网络接入，数据同步时间宜精确到秒级，无法获取秒级数据时至少使用分钟级数据。
   12. 部署在I区、Ⅱ区、Ⅲ区的各应用系统应具有同北斗、GPS等标准时钟系统进行对时功能。
   13. 数据传输应满足《电力监控系统安全防护规定》要求。
2. 数据采集内容及技术要求
   1. 在线监测数据

6.1.1 电气设备在线监测数据

监测数据应满足如下要求：

1. 对于油浸式变压器安装的绝缘油色谱在线监测系统，应能实时监测7种组分气体（H2、CO、CO2、CH4、C2H2、C2H4、C2H6）含量数据。
2. 采用SF6绝缘的设备需配备气体在线监测设备，用于监测SF6气体压力与气体纯度，监测数据宜分级存储，上传Ⅲ区的频次不低于3次/小时。
3. GIS局放设备宜配置在线监测设备，监测参量应包括放电幅度、放电相位、放电频次，数据采样要求满足GB/T 7354 要求。

6.1.2 其它监测数据

运维人员实时位置信息数据至少每5min采集一次，采集内容至少包含人员姓名、所属单位、工种、联系方式、所处实时位置信息。人员实时位置信息可通过智能定位装置获取。

* 1. 离线检测数据

6.2.1 光伏组件/阵列IV检测数据

定期对固定编号的光伏组件/阵列进行IV特性检测，存储检测数据，数据至少包括检测时间、IV特性原始数据、开路电压、短路电流、工作电压、工作电流、最大功率、组件温度；并将IV特性数据修正到标准测试条件下进行存储、分析，检测程序和修正方法按照GB/T 18210和GB/T6495.4执行。检测应覆盖所有组件类型，检测频次宜不低于1次/年，抽检比例应不低于1块/MW。

6.2.2 光伏组件电致发光（EL）检测数据

定期对固定编号的光伏组件进行EL图像缺陷检测，并储存EL图片、环境温度、环境湿度、测试电流、测试电压、测试时间、组件编号、缺陷描述等，检测程序及评价方法按照NB/T10185执行；检测的缺陷类型应包括黑片、裂纹、破损（缺角、崩边、碎片）、黒芯和栅线腐蚀；检测组件应覆盖所有组件类型，检测频次不低于1次/年，抽检比例应不低于1块/MW。

6.2.3 光伏组件红外热成像检测数据

定期对全站光伏组件进行红外热成像扫描检测，并存储检测数据，数据至少包含红外热成像图片、辐照度、环境温度、环境湿度、检测时间、存在热斑的组件编号及热斑温度等；检测频次应不低于1次/年，检测程序及评价方法按照NB/T10185执行。

6.2.4 光伏组件可见光图像检测数据

定期对全站光伏组件进行可见光图像扫描检测，并存储检测数据，数据至少包含可见光图片、环境温度、环境湿度、检测时间、组件编号、缺陷描述等；检测的缺陷类型包括灰尘遮挡、异物遮挡；检测频次应不低于1次/年，检测程序及评价方法按照NB/T10185执行。

6.2.5 安全及性能检测数据

定期对光伏方阵接地连续性、组串绝缘性能，以及升压站接地连续性进行检测，并存储检测数据，数据应至少包含环境温度、环境湿度、检测时间、检测位置、接地电阻值、组串绝缘电阻值；光伏方阵安全性能检测范围宜覆盖所有接地类型和设备类型，按方阵为单元抽检，抽检比例应不低于GB/T2828一般检验水平I级，升压站接地连续性检测应包括所有接地点；检测频次不低于1次/年，检测程序按照GB/T 17949.1和GB/T 24343执行。

6.2.6 逆变器电能质量检测数据

定期对固定编号的逆变器电能质量进行检测，并存储检测数据，数据应至少包含环境温度、环境湿度、检测时间、电压谐波、电流谐波、直流分量、闪变、频率、三相电压不平衡度；检测范围宜覆盖所有逆变器类型，抽检比例应不低于GB/T2828特殊检验水水平S3级，宜根据逆变器发电功率最高、最低、中位值并结合典型要素制定抽样方法，检测频次不低于1次/年，检测程序按照NB/T 32004和GB/T 37408执行。

6.2.7 光伏方阵发电损耗检测数据

定期对固定编号的光伏方阵发电损耗进行检测，存储检测数据，数据应至少包含环境温度、环境湿度、检测位置、发电损耗；检测范围宜覆盖光伏组串、平衡部件（BOS）、电缆；按方阵为单元抽检，抽检比例应不低于GB/T2828特殊检验水平S3级，宜根据方阵发电功率最高、最低、中位值并结合典型要素制定抽样方法，检测频次不低于1次/年，检测程序按NB/T10185执行。

6.2.8 其它检测数据

其它设备状态离线检测数据根据具体内容确定，上传至Ⅲ区的数据信息至少包含所检测设备的编码、检测内容、检测时设备运行工况、检测原始数据、计算数据、检测所用设备编码、检测结果、检测人员工号、检测时间等信息。

6.2.9 其它要求

各离线检测数据及分析结果应在检测工作完成后一周内上传至Ⅲ区的智慧运维系统进行统一管理。

* 1. 暖通及消防系统数据

6.3.1 暖通数据

数据应满足如下要求：

1. 升压站暖通系统数据应按照空调系统、恒温恒湿处理系统和通风系统分类采集。
2. 空调系统数据采集内容至少包含设备编码及名称、运行方式及模式、运行状态等内容；恒温恒湿处理系统数据采集内容至少包含房间编码、设备编码及名称、设备运行方式及模式、设备运行状态、室内温度、湿度、压力等；通风系统数据采集内容至少包含电加热器状态及温度、应急排风系统工作状态、机械排风系统状态、SF6事故排风系统运行状态、H2浓度、防火阀以及风阀状态值。
3. 数据采集及上传至Ⅲ区智慧运维系统的频次应不低于1次/5min。

6.3.2 消防系统数据

数据应满足如下要求：

1. 应根据升压站灭火设施配置，选择适合的监测数据进行传输。
2. 消防系统的监测内容、监测方法按照GB 50116、GB 16806执行。
3. 监测数据应包含温度、烟雾浓度等，上传至Ⅲ区智慧运维系统的频次应不低于1次/s。
   1. 视频数据

6.4.1 视频数据应能被Ⅲ区的智慧运维系统实时调用。

6.4.2 视频监控范围至少包含电站及升压站各关键位置，具体位置应根据电站各设备的排布及升压站的结构确定。

6.4.3 视频图像质量应在4级及以上，电磁环境特别恶劣的现场，其图像质量应不低于3级。应能对图像来源、记录时间和其它系统信息进行全部或有选择的记录，其它要求按照GAT 367执行。

6.4.4 视频数据存储时间应不少于3个月。

* 1. 日常运维数据

6.5.1 日常运维数据主要采集光伏发电站Ⅲ区内的生产数据，包括工作票、操作票、缺陷单信息、部件及系统维修更换记录信息、组串或方阵停运时间信息。

6.5.2 工作票信息应采集状态为“关闭”时的数据，采集内容应包括工作票票号、工作批准时间、工作开始时间、工作结束时间、工作地点、工作内容、安措内容、所涉及的设备编码、工作负责人工号、工作组各成员工号、以及工作许可人、签发人、安措、安措执行人、危险源等信息。

6.5.3 操作票信息应采集状态为“已执行”的数据，采集内容应包括操作票票号、操作开始时间、操作结束时间、操作地点、操作票类型、操作内容、操作对象设备编码、操作人工号、监护人工号等信息。

6.5.4 缺陷单信息应采集状态为“关闭”时的数据，采集内容应包括缺陷单单号、工作票票号、操作票票号、所涉及的设备编码、故障/缺陷类型、故障/缺陷描述、故障/缺陷原因、故障/缺陷处理措施、故障/缺陷处理结果、消缺评价、消缺人员工号、验收人员工号、消缺所用时间、消缺所用工器具、备品备件名称等信息。

6.5.5 设备及系统维修、部件更换数据采集的信息内容至少应包括更换设备名称的编码、工作票票号、操作票票号、维修/更换时间、维修/更换内容、维修/更换原因、维修/更换数量、维修/更换所用费用等信息。更换部件所用的时间由两部分构成，包括更换部件所用的具体时间、等待时间（包括等待设备时间、等待人员时间、等待天气时间、其它时间）。

6.5.6 方阵停运时间信息至少应包括光伏发电站编码、方阵编码/升压站编码、停运类型、停运时间、恢复时间，其中停运类型包括设备故障停运、电网故障停运、集电线路故障停运、检修停运、技改停运、待机停运、其它原因停运。

* 1. 外部数据

6.6.1 气象数据

数据应满足如下要求：

1. 根据光伏发电站具体情况，至少采集未来72小时的天气预测数据，数据采集到Ⅲ区的频次不低于1次/3h。数据来源以国家气象部门发布的信息为准。
2. 气象数据采集内容至少包括天气状况、风速、风向、温度、湿度、降雨量、辐照度等信息。

6.6.2 车辆信息数据

数据应满足如下要求：

1. 至少采集光伏发电站自有车辆信息数据。
2. 车辆信息数据至少包含车辆识别码、车辆名称、车辆实时坐标位置等信息。
3. 车辆信息数据的采样频次不低于1次/5分钟，车辆位置坐标宜采用CGCS2000坐标系。
   1. 其他数据

6.7.1 设计、安装、调试、监理、验收等阶段涉及到的数据、资料宜接入智慧运维系统进行综合管理、分析。

6.7.2 进行新技术应用获取的数据宜接入智慧运维系统进行统一管理。

1. 数据接口技术要求
   1. 在线监控/测系统

7.1.1 集中监控系统应支持IEC 61400-25协议、Modbus（TCP）协议、OPC协议、DL/T 634.5104规约中的一种或多种，并支持MMS映射、Client/Server结构。

7.1.2 升压站综自系统应支持DL/T 634.5104、DL/T 634.5101、IEC 61850、DL/T 476等通信协议。

7.1.3 暖通系统与智慧运维系统、采集子站数据通信应支持ModBus协议。

7.1.4 消防系统与智慧运维系统数据通信应支持ModBus协议,与前端采集装置数据通信应支持RS232/RS485、CAN协议中一种。监测原始数据应按数据库文件存储，以其它格式存储的数据应能被其它系统读取。

7.1.5 视频系统与智慧运维系统数据通信应支持RTSP、ONVIF、PSIA、流直存、GB/T 28181协议中一种或几种，与摄像机数据通信应支持ONVIF、GB/T 28181，4G/5G协议中一种，视频原始数据宜按div格式存储，以其它格式存储的数据可转换为MP4、MPG格式供其它系统读取。

7.1.6 其它辅助系统、管理系统应支持DL/T 634.5104、SFTP、FTP、HTTP等通信协议。

* 1. 外部数据

气象、车辆人员定位等外部数据应通过HTTP、SFTP、FTP协议中一种与智慧运维系统进行通信。

* 1. 通讯网络要求

7.3.1 从场站侧到集控中心，设备状态监测数据传输通道至少应保证2M带宽独立通讯网络链路，视频数据传输通道至少应保证10M带宽独立通讯网络链路，并满足IEEE 802.3以太网标准，应在Ⅲ区进行传输。

7.3.2 光伏发电站网络交换机、路由器等通信设备的设置、IP规划、安全保护应统筹管理，软件版本、配置文件应定期备份、升级和维护。各通信设备应满足集控中心网管系统的管控要求。

7.3.3 光伏发电站与区域集控中心之间应采用电力调度数据网传输生产控制大区数据，且应双通道冗余传输，管理信息大区数据可采用单通道传输。

7.3.4 智慧运维中心网络应配置入侵检测或态势感知等网络安全防护设备。

7.3.5 升压站综合自动化系统、方阵/组串各监控系统、继电保护信息、故障录波、光功率预测、消防系统、安全防护系统等辅助系统及其它管理系统应支持网络接口通信，智慧运维系统从集控中心系统获取I区、Ⅱ区数据，并在Ⅲ区接入气象、车辆人员定位等系统数据。

7.3.6 集控中心或智慧运维中心接入容量200兆瓦以内应按照等保二级进行安全测评，超过200兆瓦应按照等保三级测评。

1. 智慧运维系统要求

8.1 通用要求

系统应符合如下原则：

1. 一体化原则，系统应遵循一体化设计原则，在总体架构、应用功能、信息采集和整合、数据模型、信息通讯等方面实现一体化设计。
2. 模块化原则，系统应采取分层设计、模块化封装设计思路，实现系统平台化、应用模块化。
3. 共享性原则，系统应保证同现有系统的兼容，同时充分考虑未来接入其它系统的需求，支持满足标准的工业型数据接口和协议。
4. 安全性原则，系统网络构架应符合国家有关网络与信息安全管理规定。

8.2 功能要求

系统应包含如下功能：

1. 系统应具备光伏发电站运行智能监视、电站运行智能管理、大数据分析及预警、设备状态监测数据分析及故障预警、故障智能诊断、电站信息管理等模块及功能。
2. 光伏发电站运行智能监视宜实时展示各设备运行信息，包括全场及各方阵、组串总发电量、实时总出力情况、告警信息，以及各设备测点实时值信息，历史检修记录及故障排查信息等，实时展示设备故障信息，包括方阵编号、组串编号、故障类型、故障累积次数、故障处理建议等信息。
3. 光伏发电站运行告警信息应包括关键设备状态告警信息、健康度低、不发电、发电量低、PR值低、离散率高、灰尘损耗高、组件热斑、设备过温等的方阵或组串信息，方阵或组串停运信息，升压站、消防系统、安防系统报警信息等。
4. 系统应具备故障视频智能联动功能（已有视频监控系统具备被调取功能），对存在严重报警故障的设备，以及有违规闯入告警的区域，可自动调取就近摄像头进行远程查看。
5. 光伏发电站运行智能管理模块宜具有气象数据、电子围栏、车辆及人员定位、窗口期管理、车辆管理、两票审批及管理、可视化智能巡检、检修记录自动录入、缺陷管理、智能报表等功能。
6. 系统具备巡检结果统计分析及人员巡检路线回放功能。
7. 大数据分析及预警模块宜具有方阵或组串功率曲线分析、低效方阵或组串分析、逆变器降额报警、发电量损失分析、指标对标分析、健康度分析等功能，并自动给出分析结果。
8. 设备故障智能诊断模块应能解析升压站电气设备、升压站安全监测系统、电缆监测系统（如有）数据，同时自动生成诊断分析报告，并进行展示。
9. 系统应具有用户权限管理功能，各项功能对不同人员分级管理。
10. 智慧运维管理要求
    1. 运维管理

9.1.1 运行监视

运行人员至少监视如下内容：

1. 实时监视集中监控系统、智慧运维系统中的告警、预警及故障信息，并及时确认和处理有关信息。
2. 实时监视现场作业人员、车辆的位置信息，确保安全事件及时发现、及时处理。同时可借助智能终端设备实时监测作业人员的心率、血压等基本健康指标。
3. 运行监视其它相关内容按照GB/T 38335、GB/T 35694执行。

9.1.2 运行管理

运行人员至少管理如下内容：

1. 根据运维作业任务单在智慧运维系统对运维工作进行审批，审批内容包括进场时间、人员、事项等。
2. 在智慧运维系统或运行管理系统完成两票的审批及管理。
3. 使用智慧运维系统自动报表功能定时导出报表，并核实关键信息，无误后报送上级主管部门。
4. 监督现场维护人员将维护、检修信息按照智慧运维系统中模版每天上传日常运维信息。
5. 运行管理其它相关内容参照GB/T 38335、GB/T 35694执行。

9.1.3 智能巡检

智能巡检工作至少包括：

1. 根据电站巡检要求，在智慧运维系统巡检模块中配置巡检规则。
2. 巡检任务单的生成、执行借助手机等移动终端完成，巡检信息全程电子化，各任务单应同缺陷单进行关联。
3. 利用移动端定位或人脸识别功能定位巡检位置，巡检人员现场定位后，需巡检内容可实时在移动终端设备查看。
4. 巡检人员按任务单执行巡检工作，并借助移动终端设备实时完成巡检结果的填报。填报内容应包括如下信息：所检设备编号、预定任务具体执行信息、预定任务外发现的设备缺陷信息及处理措施、处理结果等信息，其中所检设备编号、预定任务、执行人员、执行时间等信息可自动填入巡检结果中。
5. 其它常规巡检内容可按照GB/T 38335执行。

9.1.4 定期数据分析

数据分析人员应定期分析如下内容：

1. 定时（月、季度）查看智慧运维系统中各光伏方阵/组串损失电量分析、低效组串或方阵、故障统计分析、健康度分析等分析结果，确定重点关注的方阵/组串、设备以及故障类型。
2. 每周关注停运光伏方阵/组串，对智慧运维系统中记录的停机原因进行核实。
3. 每月定时对各光伏方阵/组串运行指标进行对比分析，对各项指标较差的光伏方阵/组串，结合智慧运维系统分析结果，核实原因。
4. 根据智慧运维系统对其它各类数据的分析结果，提出运维建议，制定整改措施。

9.1.5 车辆及备品备件信息管理

车辆及备品备件信息管理宜遵循如下要求：

1. 应对运维车辆基础信息应进行统一编码，基础信息包括车辆识别码、车辆名称、联系方式、车辆类型等，以上信息应在智慧运维系统统一管理。
2. 应对运维车辆使用记录进行统一管理。
   1. 备品备件基础信息应进行统一编码，基础信息包括名称、型号、厂家、出厂编号、关键性指标、价格等信息。
   2. 备品备件库存信息、位置信息、使用信息（名称、型号、数量等）应实时上传智慧运维系统。
   3. 备品备件库存信息、使用信息应同6.5.4的缺陷单自动进行关联，开具缺陷单时能自动给出备品备件库存信息。

9.1.6 其他运维工作

1. 光伏发电站日常维护、巡视检查、异常运行及故障处理等有关内容参照GB/T 38335执行。设备维修流程根据光伏发电站制定的规定执行。
2. 电站根据光伏组件表面污渍和灰尘遮挡损失情况，定期开展光伏组件清扫工作，宜根据经济效益分析结果采用合适的自动清扫装置。
   1. 运维模式

9.2.1 光伏发电站智慧运维宜采用“集控中心+智慧运管中心+区域维检中心”模式。集控中心应配备运行值班人员，实现对各电站实时监视和运行管理。智慧运维中心应配备数据分析人员，定期对各电站的运行、监测数据进行分析，提出运维建议，制定整改措施。区域维检中心应配备专业工程师，现场完成对各设备的消缺及故障排查工作。

9.2.2 集控中心应配置集中监控系统，实现对方阵、AGC/AVC的远程控制及监视等，具体功能按照 NB/T 31071执行。

9.2.3 智慧运维中心应配置智慧运维系统，实现对光伏发电站各设备运行数据的实时分析、告警、预警等功能，具体功能按照8.2执行。

9.2.4 区域维检中心按照智慧运维中心生成的任务工作单完成电站设备现场消缺及故障排查，同时按照9.1.3 要求将消缺信息上传至智慧运维系统。

9.2.5 备品备件宜采用区域联储联备模式，检修人员宜采用区域协同工作模式。



（资料性）  
 实时数据采集信息内容

表A.1　实时数据采集信息表

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **系统分类** | **参数名称** | **单位** | **类型** | **采集周期** |
| 1 | 辐照仪 | 湿度 | %RH | 遥测 | 秒 |
| 2 | 温度 | ℃ | 遥测 | 秒 |
| 3 | 气压 | Pa | 遥测 | 秒 |
| 4 | 超短期预测功率 | kW | 遥测 | 秒 |
| 5 | 散射辐射 | W/m2 | 遥测 | 秒 |
| 6 | 直射辐射 | W/m2 | 遥测 | 秒 |
| 7 | 功率预测 | kW | 遥测 | 秒 |
| 8 | 全辐射 | W/m2 | 遥测 | 秒 |
| 9 | 可用发电功率值 | kW | 遥测 | 秒 |
| 10 | 理论发电功率值 | kW | 遥测 | 秒 |
| 11 | 风向 | \ | 遥测 | 秒 |
| 12 | 风速 | m/s | 遥测 | 秒 |
| 13 | 组串 | 总电流 | A | 遥测 | 秒 |
| 14 | 各路电流 | A | 遥测 | 秒 |
| 15 | 汇流箱 | 母线电压 | V | 遥测 | 秒 |
| 16 | 各路电流 | A | 遥测 | 秒 |
| 17 | 平均电流 | A | 遥测 | 秒 |
| 18 | 平均功率 | kW | 遥测 | 秒 |
| 19 | 温度 | ℃ | 遥测 | 秒 |
| 20 | 总电流 | A | 遥测 | 秒 |
| 21 | 总功率 | kW | 遥测 | 秒 |
| 22 | 逆变器 | A相输出电流 | A | 遥测 | 秒 |
| 23 | B相输出电流 | A | 遥测 | 秒 |
| 24 | C相输出电流 | A | 遥测 | 秒 |
| 25 | PV输入功率 | kW | 遥测 | 秒 |
| 26 | 当日CO2减排量 | t | 遥测 | 秒 |
| 27 | 当日并网小时 | h | 遥测 | 秒 |
| 28 | 当日发电量 | kW·h | 遥测 | 秒 |
| 29 | 累计发电 | kW·h | 遥测 | 秒 |
| 30 | 电网频率 | Hz | 遥测 | 秒 |

表A.1 （续1）

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **系统分类** | **参数名称** | **单位** | **类型** | **采集周期** |
| 31 | 逆变器 | 电网线电压AB | V | 遥测 | 秒 |
| 32 | 电网线电压BC | V | 遥测 | 秒 |
| 33 | 电网线电压CA | V | 遥测 | 秒 |
| 34 | 功率因数调节(遥调及反馈) | \ | 遥测 | 秒 |
| 35 | 模组IGBT温度 | ℃ | 遥测 | 秒 |
| 36 | 各支路电流 | A | 遥测 | 秒 |
| 37 | 输出功率因数 | % | 遥测 | 秒 |
| 38 | 输出总无功 | kVar | 遥测 | 秒 |
| 39 | 输出总有功 | kW | 遥测 | 秒 |
| 40 | 直流输入电流 | A | 遥测 | 秒 |
| 41 | 直流输入电压 | V | 遥测 | 秒 |
| 42 | 总CO2减排量 | t | 遥测 | 秒 |
| 43 | 总并网运行小时数 | h | 遥测 | 秒 |
| 44 | 总发电量 | kW·h | 遥测 | 秒 |
| 45 | 有功设定实际值 | kW | 遥测 | 秒 |
| 46 | 无功设定实际值 | kVar | 遥测 | 秒 |
| 47 | 功率因数设定值 | % | 遥测 | 秒 |
| 48 | 机内空气温度 | ℃ | 遥测 | 秒 |
| 49 | 箱变 | 支路直流量（主） | A | 遥测 | 秒 |
| 50 | 支路直流量（备） | A | 遥测 | 秒 |
| 51 | A相（输入）电流 | A | 遥测 | 秒 |
| 52 | B相（输入）电流 | A | 遥测 | 秒 |
| 53 | C相（输入）电流 | A | 遥测 | 秒 |
| 54 | 功率 | kW | 遥测 | 秒 |
| 55 | 功率因数 | % | 遥测 | 秒 |
| 56 | 频率 | Hz | 遥测 | 秒 |
| 57 | AB相线电压 | V | 遥测 | 秒 |
| 58 | A相电压 | V | 遥测 | 秒 |
| 59 | BC相线电压 | V | 遥测 | 秒 |
| 60 | B相电压 | V | 遥测 | 秒 |
| 61 | CA相线电压 | V | 遥测 | 秒 |
| 62 | C相电压 | V | 遥测 | 秒 |
| 63 | 温控器-湿度 | %RH | 遥测 | 秒 |
| 64 | 温控器温度 | ℃ | 遥测 | 秒 |

表A.1 （续2）

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **序号** | **系统分类** | **参数名称** | **单位** | **类型** | **采集周期** |
| 65 | 箱变 | 油温 | ℃ | 遥测 | 秒 |
| 66 | 主变 | 主变高压侧功率因数（主、备） | % | 遥测 | 秒 |
| 67 | 主变高压侧频率（主、备） | Hz | 遥测 | 秒 |
| 68 | 主变高压侧线电流 | A | 遥测 | 秒 |
| 69 | 主变 | 主变高压侧有功（主、备） | kW | 遥测 | 秒 |
| 70 | 主变高压侧无功（主、备） | kVar | 遥测 | 秒 |
| 71 | 主变高压侧视在功率（主、备） | kW | 遥测 | 秒 |
| 72 | 主变高压侧线电压 | V | 遥测 | 秒 |
| 73 | 主变高压侧相电压 | V | 遥测 | 秒 |
| 74 | 主变低压侧功率因数（主、备） | %- | 遥测 | 秒 |
| 75 | 主变低压侧频率（主、备） | Hz | 遥测 | 秒 |
| 76 | 主变低压侧线电流 | A | 遥测 | 秒 |
| 77 | 主变低压侧有功（主、备） | MW | 遥测 | 秒 |
| 78 | 主变低压侧无功（主、备） | Mvar | 遥测 | 秒 |
| 79 | 主变低压侧视在功率（主、备） | MW | 遥测 | 秒 |
| 80 | 主变低压侧线电压（主、备） | V | 遥测 | 秒 |
| 81 | 主变低压侧相电压（主、备） | V | 遥测 | 秒 |
| 82 | 关口表 | 反向无功总 | Mvar | 遥测 | 秒 |
| 83 | 反向有功总 | MW | 遥测 | 秒 |
| 84 | 集电线路 | 集电线路零序电压 | V | 遥测 | 秒 |
| 85 | 集电线路相电压 | V | 遥测 | 秒 |
| 86 | 集电线路功率因数 | \ | 遥测 | 秒 |
| 87 | 集电线路频率 | Hz | 遥测 | 秒 |
| 88 | 集电线路相电流 | A | 遥测 | 秒 |

**━━━━━━━━━━━**