



版权所有 © 2023 华为数字能源技术有限公司。保留一切权利。

非经本公司书面许可，任何单位和个人不得擅自摘抄、复制本文档内容的部分或全部，并不得以任何形式传播。

商标声明

、HUAWEI、以及 是华为技术有限公司的商标或者注册商标。在本手册中以及本手册描述的产品中，出现的其他的商标、产品名称、服务名称以及公司名称，由其各自的所有人拥有。

免责声明

本文档可能含有预测信息，包括但不限于有关未来的财务、运营、产品系列、新技术等信息。由于实践中存在很多不确定因素，可能导致实际结果与预测信息有很大的差别。因此，本文档信息仅供参考，不构成任何要约或承诺。华为数字能源可能不经通知修改上述信息，恕不另行通知。

华为数字能源技术有限公司

深圳市福田区香蜜湖街道香安社区安托山六路33号安托山总部大厦
solar.huawei.com



光伏电站 智能安全 技术 白皮书





目录

CONTENTS

01	背景
02	光伏电站安全问题及典型案例分析 光伏电站电气安全问题总览 典型电气故障及安全问题介绍与分析
03	光伏电站智能安全设计 智能光伏电气安全设计理念 光伏电站电气安全设计框架及技术
04	结语

01 背景



随着碳中和目标在全球范围内加速落地，以及各国对能源安全与能源独立的重视，光伏产业迎来了前所未有的“爆发式”增长。根据国际可再生能源署（IRENA）发布的最新报告，截至2022年底，全球累计光伏装机为1053GW。而中国光伏行业协会（CPIA）预测，在2023年~2030年，国内年均新增光伏装机将达到90GW以上，全球年均新增装机在250GW以上。光伏正逐渐替代传统能源，成为全球主力能源。

安全，则是光伏行稳致远的根基。随着光伏组件电流、逆变器等关键设备容量和功率不断增加，以及光伏应用场景复杂多样化，如何保障电站端到端的系统安全受到全行业高度关注。光伏电站安全涵盖电气安全、并网安全、供电安全、网络信息安全、生态安全等方面。其中，与人身和财产安全息息相关的电气安全最受关注，也至为重要。

传统的光伏电站安全防护通常围绕“全方位”、“无死角”、“快响应”的理念进行设计、强调管理制度的科学性与应对反应的及时性，而随着数字技术与电力电子技术的结合越来越紧密，需要借助数字化的手段实现安全管理的技术迭代。

本白皮书通过全面深入地分析光伏电站电气安全问题及事故案例，系统地介绍了光伏电站安全防护领域的最新技术与实践；旨在助力光伏电站智能安全防护技术的应用，促进产业快速、健康发展。

02 光伏电站安全问题及典型案例分析



光伏电站安全中，电气安全事故发生频次最高、也最为复杂，对人员、设备及电站均构成威胁，需要整个行业携手应对。宏观上，应建立全局视角，端到端审视与分析各关键节点、链路的安全风险；微观上，需要对各种安全事故发生的根因进行深入剖析，有的放矢管控风险。

2/1 光伏电站电气安全事故总览

光伏电气安全的故障源点和形式具有多、散、杂的特点，任何一块组件或一台设备及其电气连接，均可能成为故障源点并发生不同形式的安全事故。

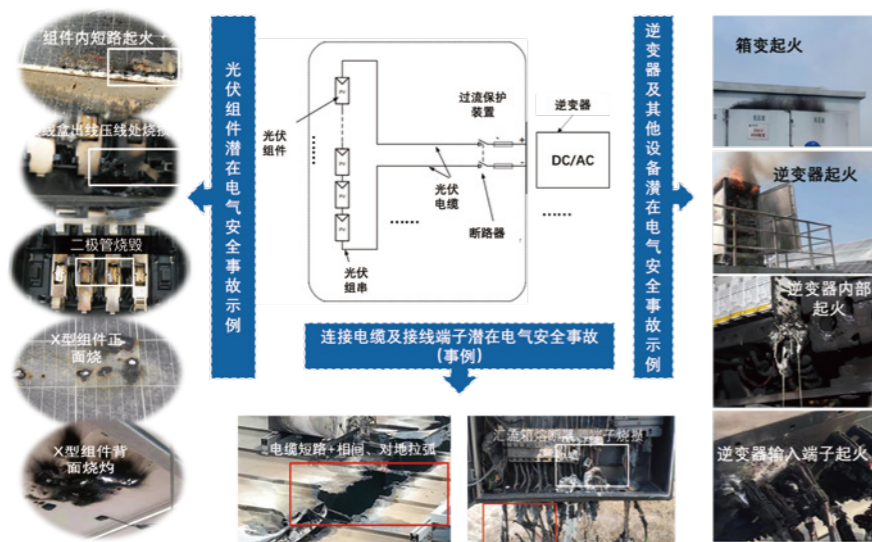


图1 光伏发电系统电气事故图例

2/2 光伏电站典型电气安全事故介绍与分析

■ 接地故障

接地故障是目前电站安全首当其冲的问题。根据第三方机构统计，超过一半的光伏电站火灾是由接地故障引起。在光伏电站中，光伏组件-汇流箱（如有）-逆变器-箱变之间的线缆大多为直接埋地铺设，而光伏组件、接线盒、直流电缆、汇流箱、逆变器、交流电缆、接线端子等各环节易出现绝缘层破损并与地面接触，引起输电导线对地绝缘下降。一旦形成漏电回路，将会造成局部发热或者电火花，严重时甚至会引发火灾等严重后果。

针对接地问题，电站系统采取了一系列防范措施。当电站直流侧系统发生接地故障时，逆变器应能够检测出正极或负极绝缘异常，并通过光伏电站部署的通信系统，将故障信号发送至电站中央控制室的监控后台。随着光伏电站逆变器直流组串接入回路数快速增加，传统集中式和组串式逆变器无法定位故障点具体组串位置，因此后续的故障点查找需要大量人工完成，尤其是在沙戈壁、流域、水面等复杂场景，运维更加困难，效率更低。

在光伏电站的直流侧接地故障中，如果发生单点接地，由于没有构成接地电流的通路，对系统不会产生明显影响，但如果另外一个点同时发生接地故障，可能造成系统短路，导致设备故障损坏，严重影响电站安全。对于多极接地故障可能造成的严重影响，我们重点分析两点接地的典型故障风险与问题。

◎ 接地点同为正极

下图为集中式方案中任意两个组串PV+同时接地的示意图，等效为单点正极接地故障，系统会上报接地故障告警。

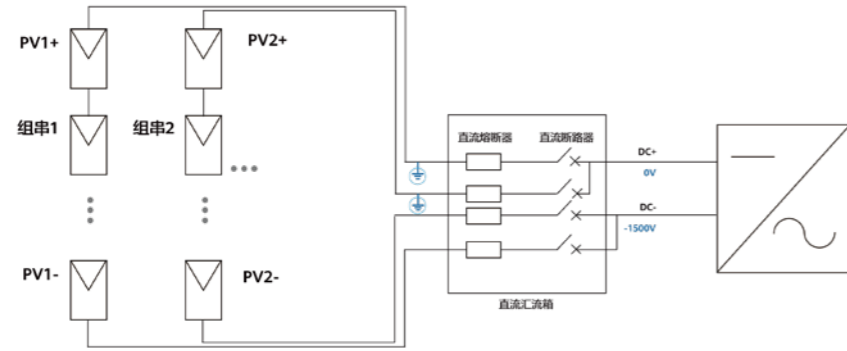


图2 集中式两点正极接地故障示意图

组串式方案中如果两个接地点发生在同一逆变器下的组串PV+时，接地故障分析与上述集中式相同，也等效为单点正极接地故障，系统会上报接地故障告警。

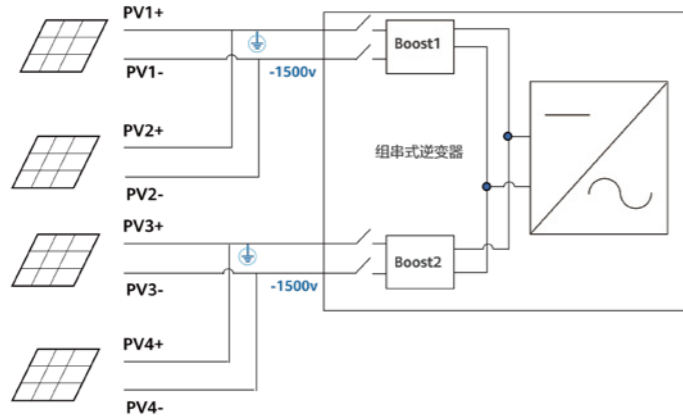


图3 组串式两点正极接地故障示意图

◎ 接地点同为负极

下图为集中式方案中任意两个组串PV-的同时接地的示意图，等效为单点负极接地故障，系统会上报接地故障告警。

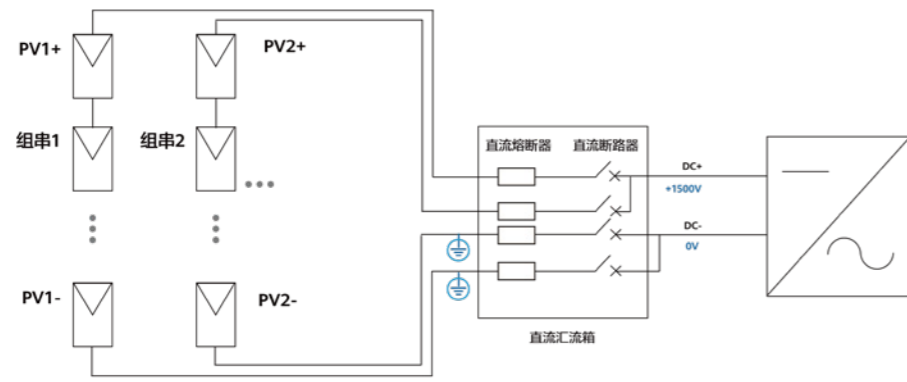


图4 集中式两点负极接地故障示意图

组串式方案中如果两个接地点发生在同一逆变器下的组串PV-，接地故障分析与上述集中式相同，也等效为单点负极接地故障，系统会上报接地故障告警。

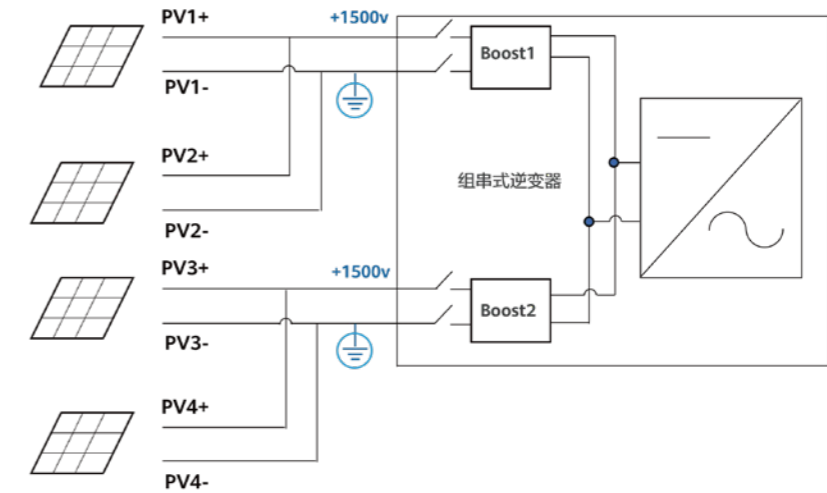


图5 组串式两点负极接地故障示意图

如果非电气隔离逆变器有N线接地（如TN-C），可能还会导致逆变器内功率模块短路，导致功率模块失效，如下图所示。

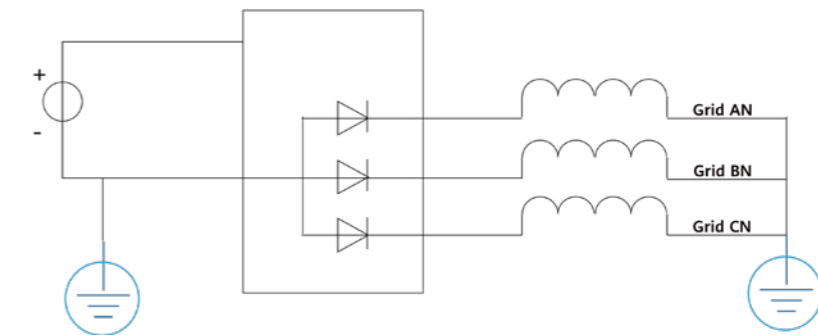


图6 N线接地短路故障示意图

◎ 接地点为正极和负极

在集中式方案中，如果出现任意组串的PV+和PV-同时接地，则等效为组串短路，一般组串的短路电流是峰值电流的1.1倍，因此直流侧短路或过流故障熔丝难以有效分断。

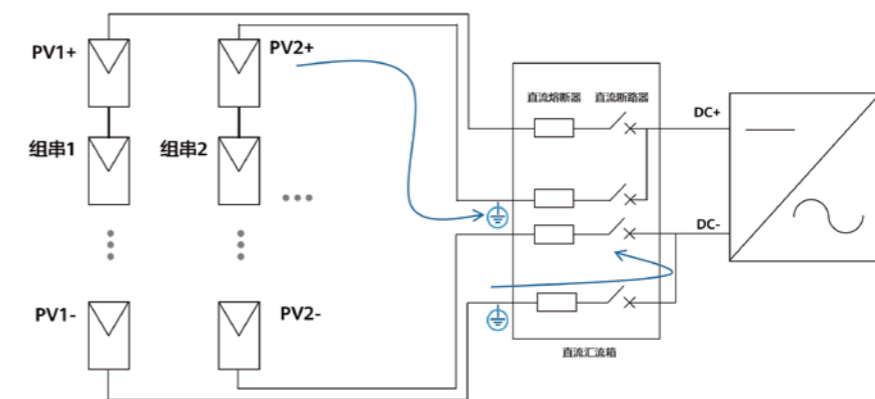


图7 集中式正负极接地故障示意图

在组串式方案中，如果接地点同时发生在同一Boost电路下的PV+和PV-时，接地故障分析和集中式相同；如果接地点发生在同一逆变器的不同Boost电路的PV+和PV-时，逆变器可能会出现3000V过电压的风险，导致设备损坏。

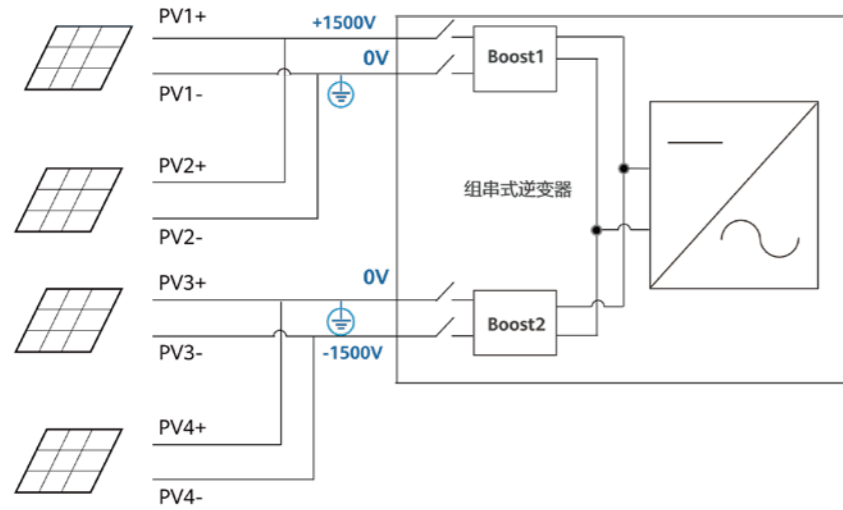


图8 组串式正负极接地故障示意图

当Boost电路设计为对称拓扑时（如下图9），PV-与BUS-不直接连接，如果正负极接地则会引发3000V过电压。此电路架构对控制算法要求较低，但在雨季、雪天，出现积水、积雪时，由于接触不良或线缆破损，极易造成逆变器设备故障损坏。

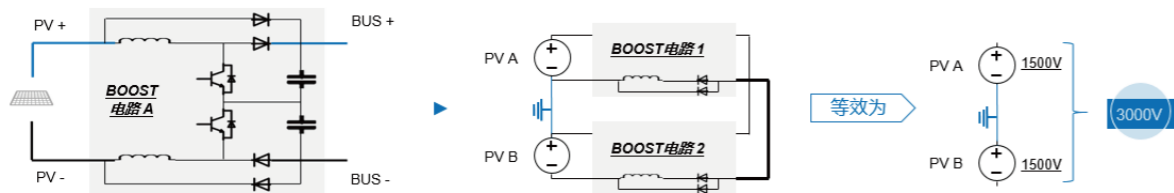


图9 对称BOOST拓扑，PV+/PV-多点接地，引起3000V高压

下图为一种飞跨电容的BOOST电路拓扑设计，该电路架构PV-与BUS-直接连接，可以有效避免多点接地带来的逆变器过压风险。但此方式对逆变器控制算法的要求较高，实现有一定难度。

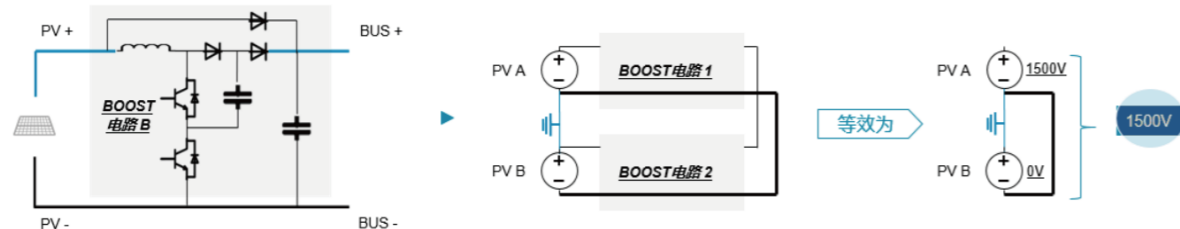


图10 飞跨BOOST拓扑，避免多点接地过压

电气绝缘故障

在电气安全中，绝缘故障是主要的安全风险之一，绝缘失效大多是由于电场、热、化学等因素综合作用下，绝缘材料的绝缘性能降低，导致绝缘性能破坏。绝缘失效的主要表现形式为绝缘击穿，当施加于电介质的电场强度高于临界值或者在一定电场强度下，电介质由于环境等影响，绝缘电阻值低于临界值，通过电介质的电流会突然猛增，使绝缘材料的绝缘性能被破坏，丧失绝缘能力，这种现象通常也称为电介质击穿，最终导致火灾等严重后果。

通常情况下，传统集中式逆变器防护等级为IP54，传统组串式逆变器防护等级为IP65。在运行或者运维过程中，难以避免会由于水汽、灰尘、盐雾等进入逆变器降低了爬电距离，导致逆变器单板/模块绝缘水平大幅降低，绝缘失效/过热，进而引发打火，造成整体逆变器烧毁。

由水汽导致的凝露现象是光伏电站最为常见的绝缘故障之一。为了避免运行时温升导致的腔内腔外气压不一致，逆变器会设置透气阀，透气阀同样也只能防水，不能防水蒸气。光伏电站逆变器都是在白天开机运行，随着设备腔内温度升高，由于热胀冷缩内部压力升高，逆变器内部器件中吸收的水份会变为水蒸气，当夜晚来临时，逆变器由于太阳辐照降低停止运行，腔内温度降低，如果达到露点温度就会在逆变器腔内凝结成水，进而导致元器件的绝缘故障，带来安规失效风险。



图11 逆变器绝缘故障导致起火事故

直流反接故障

在电站施工接线时，由于线缆多且长，端子公母头容易接反，从而出现直流反接问题。传统多路并联方案中采用熔丝进行过流保护，如果出现一路组串直流反接，故障回路电压可能会达到组串电压的两倍，现有的1500V熔丝可能无法可靠分断，出现爆裂和起火。

下图分别为传统集中式方案和传统组串式方案中出现一路组串直流反接时的高压示意。

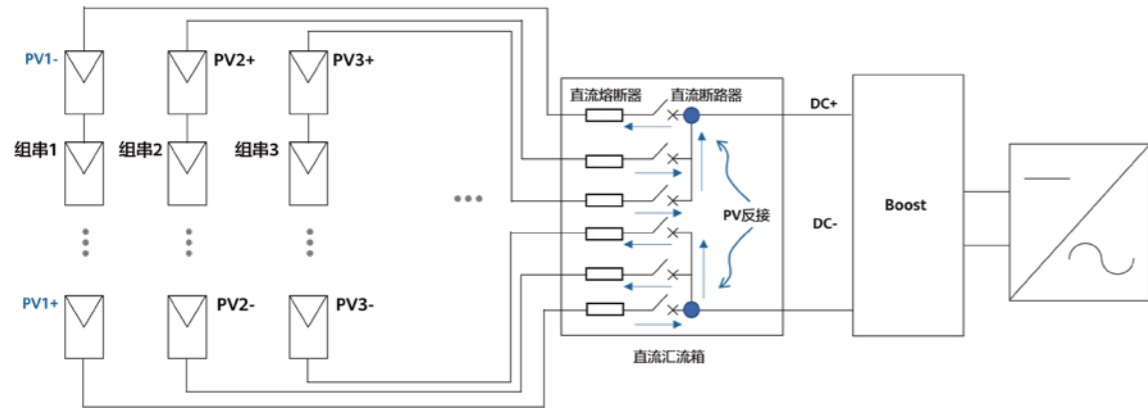


图12 集中式方案直流反接，故障点电压可达3000V，超过熔丝分断能力

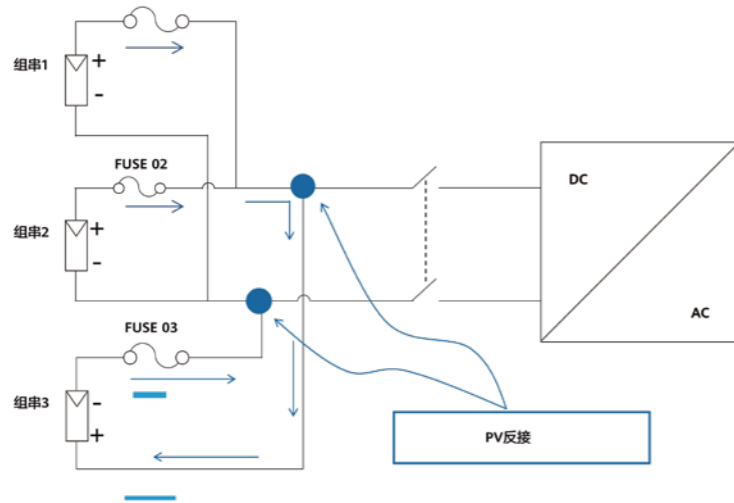


图13 传统组串式熔丝保护方案，直流反接引起3000V高压，超过熔丝分断能力

当逆变器或Boost电路内全部组串反接时，设备中的二极管等效短路，可能会造成二极管烧坏，如图所示。

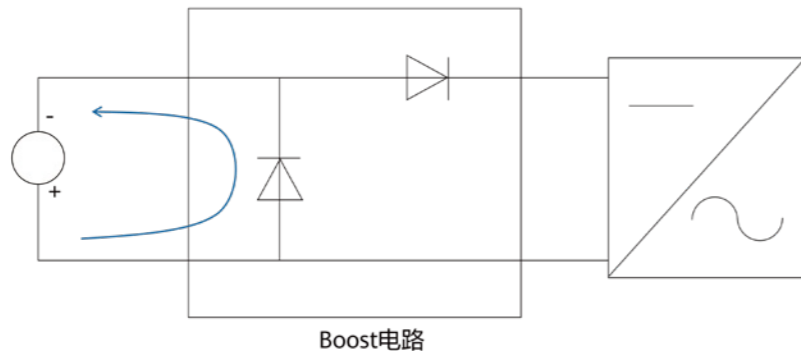


图14 全部组串反接，二极管短路

直流/交流端子接触故障

光伏电站中涉及大量的端子连接，端子接触不良引发的故障也是常见的电站安全问题。以一个100MW电站为例，电站共有7000多个组串，需要14000多个直流端子连接。导致端子接触故障的原因包括，在端子生产过程中因加工不到位会导致金属芯压接不良，在电站施工阶段因操作不规范会导致端子插接不到位，在电站运营阶段由于外力导致端子接触点之间产生应力从而造成端子虚接。下图是由于大风、土地沉降等因素长期影响导致接触劣化的案例。



图15 土地沉降导致端子接触不良

端子接触不良带来的直接影响即端子过温，但是由于逆变器直流端子通常无法进行温度检测，这种故障非常容易从一个小故障扩散到大故障，引起直流拉弧/过热起火等现象。

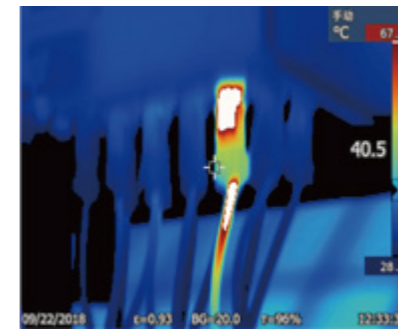


图16 端子故障过温



图17 端子过温导致的起火事故

直流熔丝/汇流箱故障

针对光伏直流侧的过流保护，标准层面尚存在不足，目前仅以IEC62548《光伏方阵设计要求》为主要依据。在工程应用中，特别是过流保护装置的选配、熔断体和断路器的质量控制等环节存在一定问题。

集中式方案过流保护通常采用组件级、组串级、汇流箱级熔丝进行分级保护，由于选型问题经常会在项目初期出现分断保护失效。另外，光伏直流侧短路电流来自于组串，一般最大仅为组件峰值电流的1.1倍，因此直流侧短路或过流故障时，熔丝很难有效分断；传统组串式直流侧无主动分断开关，在逆变器内部发生短路时，无法分断故障电流。因此逆变器、汇流箱等设备起火风险与日俱增。



图18 逆变器、汇流箱因直流短路起火照片

直流电弧故障

在光伏系统中，接点松脱、接触不良、接线断裂、绝缘材料老化、碳化、电线受潮、腐蚀、绝缘材料破损等原因都可能产生电弧。由于光伏系统直流侧接线端子很多，发生电弧危害的可能性较高。

直流拉弧有3种类型，包括串联电弧、并联电弧和对地电弧。在3种类型的电弧中，串联电弧发生的可能性和频次最高可占整体的80%，危害较大。

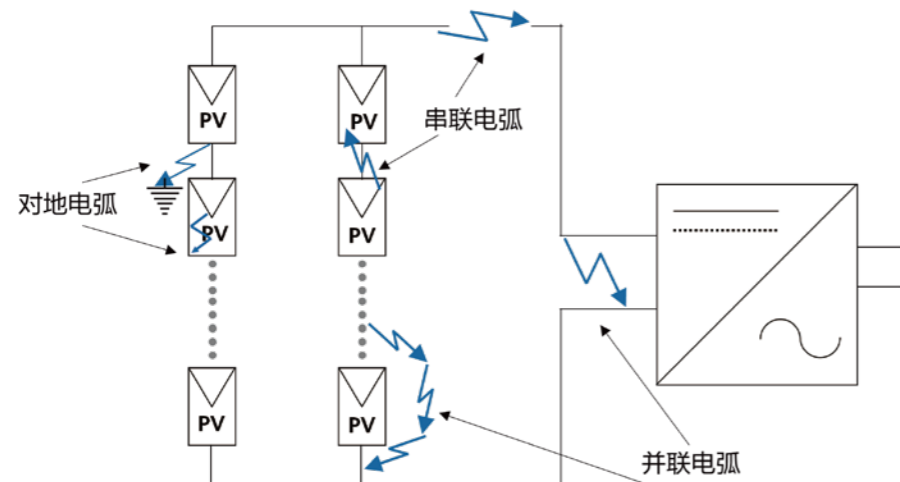


图19 常见电弧故障

逆变器内部故障

逆变器内部的电容、IGBT等器件失效时容易导致母线或半母线短路，在交流侧有继电器和箱变塑壳断路器可以有效进行故障电流分断保护，但是在直流侧缺乏电流分断保护能力：逆变器的模组内部出现故障后发生击穿，击穿后交流侧电流反向涌入直流侧，产生反向电流。此种情况集中式逆变器在直流侧无法进行有效分断，传统组串式逆变器通常使用负荷开关（Switch）做保护，没有主动分断功能，在逆变器内部故障发生时，由于没有很好的分断措施，容易导致故障扩散。

尤其是光伏组件呈现大功率、大电流的趋势，同时逆变器功率或汇流箱对应的组串数量也不断增加，电流反灌时的能量也愈发增大，组件-线缆-逆变器整个电站系统的安全风险也随之增大。

箱变低压柜内喷弧故障

电弧是离子化的高温气体流，在电弧被引燃的初期，空气急剧爆燃产生的冲击波和随后的高温气流会对人体和设备带来极大危害。光伏电站交流侧防护相对成熟、相关标准也相对完善，但断路器分断故障电流时喷弧、低压侧绝缘击穿等仍然存在，进而带来安全隐患甚至可能引发安全事故。

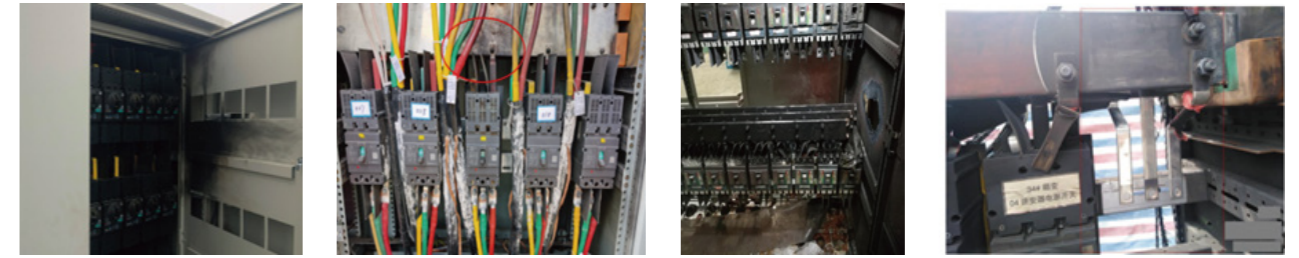


图20 箱变喷弧引发的安全事故

光伏箱式变电站在塑壳断路器分断时易出现箱变低压柜整体故障、内部严重损坏的情况。根据之前现场案例联合测试分析，故障路径参考如下：

- 光伏电站中，目前箱式变电站低压侧短路的故障电流较大（不同容量变压器和线路阻抗下故障电流可能达到25kA以上甚至30kA）；
- 常规的800V塑壳断路器在分断短路故障时，会有一些的高温带电离子/颗粒物喷出；
- 开关喷出的高温带电离子/颗粒物最直接的扩散范围在开关上下部附近，当低压柜开关附近位置存在裸露导电铜排等部件时，高温导电粒子会引起裸露铜排间的空气绝缘能力大幅降低，引起绝缘击穿，进一步导致分支母排或者主母排短路；
- 母排短路时，会引起内部进一步连锁放电和故障扩散。

03 光伏电站智能安全设计

3 光伏电站智能安全设计理念 1 自感知、自诊断、自控制、高防护

要实现光伏发电的安全，首先要保证电站设备和系统集成满足电站安全运行的需要。更重要的是满足电站长期运行、站场少人或无人职守的运维需求。

如前所述，光伏发电电气安全的故障源点和形式具有多、散、杂的特点，从运维角度，要杜绝各类事故的发生，首先要做到“全方位、无死角监测，快速、准确地响应”，依靠传统的安全保护设计难于充分地满足上述要求，需要借助数字化技术及其他智能化手段，实现光伏发电安全技术叠代并全方位满足上述要求。按照“国办函〔2022〕39号”文件精神，工业和信息化部等五部门联合印发了《智能光伏产业创新发展行动计划（2021-2025年）》，文件中明确了要建设智能光伏系统“自感知、自诊断、自维护、自调控”能力要求。图21为按照上述要求，给出的光伏发电智能安全图例。

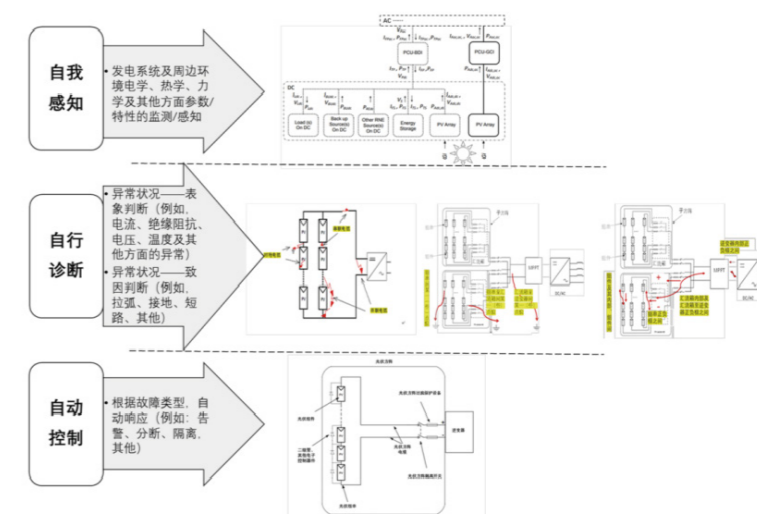


图21 光伏发电智能安全图例

3 光伏电站电气安全设计框架及技术 2 (I/V/R/T全面诊断)

数字化是智能化诊断和控制的基础，基于最新一代设计理念，华为基于数字技术把逆变器传统的组串级电流、电压（IV）检测扩展到电流、电压、阻抗、温度（I/V/R/T）检测。

注：I：电流；V：电压；R：阻抗；T：温度

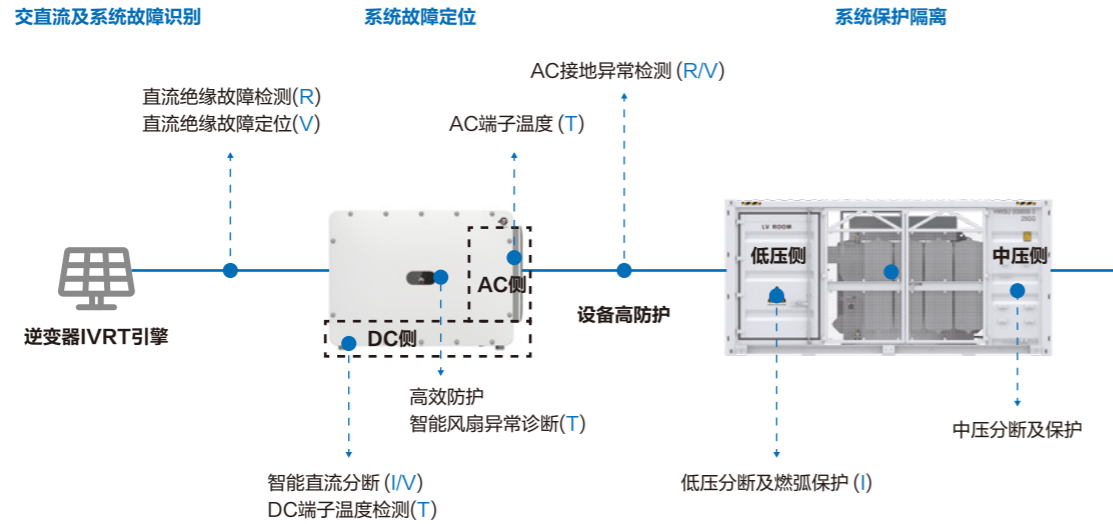


图22 电流、电压、阻抗、温度 (I/V/R/T) 全面诊断

直流侧：MPPT级直流绝缘诊断技术

在光伏电站中对地绝缘失效是十分常见的故障，尤其在海面、流域等潮湿场景下绝缘问题更加突出。根据NB32004标准第7.10.1方阵绝缘阻抗检测要求，与不接地光伏方阵连接的逆变器在系统启动前测量光伏方阵输入端与地之间的绝缘电阻，如果阻抗小于 $U_{maxpv}/30mA$ （ U_{maxpv} 是光伏方阵最大输出电压），逆变器必须上报告警。此外，如果是非电气隔离的逆变器还要求限制接入电网。

当前光伏电站的逆变器在系统启动前均会按照该要求进行一次对地绝缘检测，当出现绝缘故障时对应的逆变器会上报告警，绝缘故障可以定位到对应的逆变器。但由于逆变器不能进一步判断出具体的故障点，因此后续的故障点查找需要人工完成，随着光伏逆变器功率增大、组串数量增加，故障排查和定位的难度和时间也成倍上升。

华为MPPT级直流绝缘诊断技术，在逆变器检测到对地故障时，可以启动对其每路MPPT进行绝缘扫描，可精确定位到绝缘故障对应的MPPT，极大提高了定位精度。如果是单点故障时，还可以通过智能感知电压的变化，识别到发生故障的组件在组串中的大致位置，大大缩短了故障定位时间。

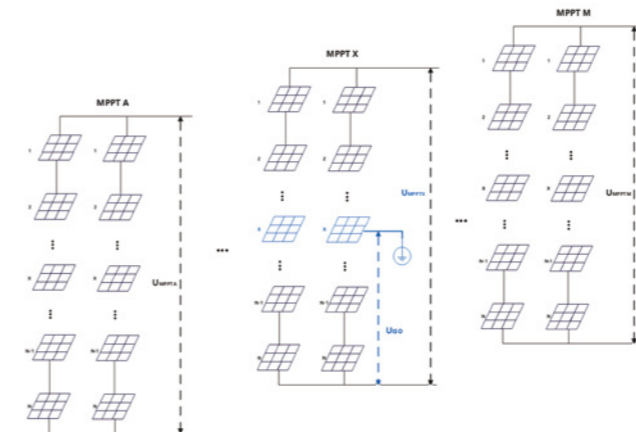


图23 MPPT级直流绝缘诊断精度示意图

告警详情	
告警名称	绝缘阻抗低
告警级别	重要
产生时间	2023-05-18 19:41:41
告警ID	2062
原因ID	1
告警原因	
1. 光伏阵列对地短路。 2. 光伏阵列所处环境空气潮湿且同时线路对地绝缘不良。	
修复建议	
1. 检查光伏阵列输出对地绝缘阻抗，如果出现短路或绝缘不足请整改故障点。 2. 检查设备的保护地线是否连接正确。 3. 如果确认在阴雨天气环境下该问题确实低于设定保护点，请设置绝缘阻抗保护点“告警”。	
在位状态：正常。当前绝缘阻抗值: 0.009MΩ，可能故障组串: MPPT3，可能短路位置: 11.2%，请参照用户手册将故障组串逐个接入设定绝缘进行排查。	

图24 绝缘检测故障告警

直流侧：智能组串分断技术

华为智能组串分断 (SSLD-TECH) 可实现直流侧的主动分断与精准的组串级防护。该技术由逆变器检测与逻辑判断系统、脱扣控制系统、可脱扣直流开关系统三部分构成，其中可脱扣直流开关系统是在传统开关基础上，增加了储能模块、控制指令接口、状态反馈接口、复位按钮装置，并使用了创新的“电子式脱扣器”（一般过流保护使用的是电磁脱扣器、热脱扣器）。该技术可精准捕捉电流、电压等参数的细微变化，基于一整套逻辑及算法，可有效判断多种故障：

- 组串反接：当开关闭合后，反接组串会与其对应的MPPT中其他支路形成回路，光伏组串输入电压通常接近0，输入电流为反向，其大小为组串在当前辐照下对应的短路电流。当逆变器通过电参数做出组串反接的逻辑判断后，则发出分断指令；
- 电流反灌：当MPPT中某一支路的组串电压超过另一条支路组串的开路电压时，该组串会出现反灌电流。而逆变器基于电参数会做出逻辑判断，随后发出分断指令；
- 母线短路：当直流母线/半母线电压由正常值快速下降到临界值，逆变器会检测到母线短路故障，立刻发出分断指令，断开全部直流电流。

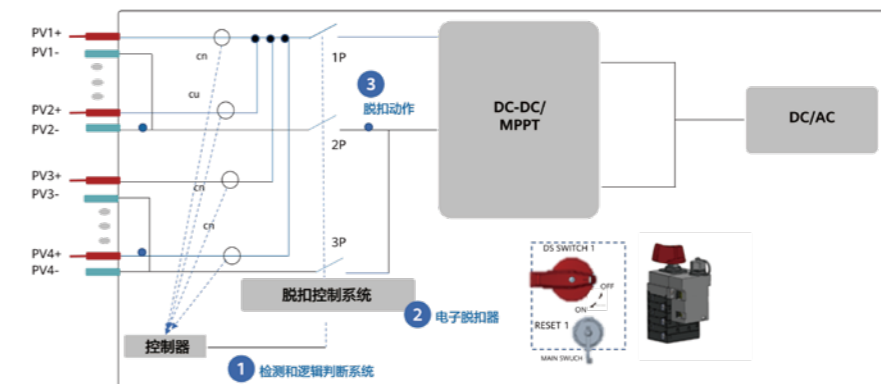


图25 智能组串分断原理图

2021年华为获得由北京鉴衡认证中心颁发的首张智能组串分断功能最高等级(I级)认证证书。2023年2月,华为智能组串分断(SSLD)分别获得Intertek天祥和DEKRA德凯颁发的、全球首个智能组串分断符合性申明CB证书和全球首个符合断路器规范的智能组串关断证书。两家机构认证华为智能组串关断符合IEC60947-2国际标准。

■ 直流侧: 直流拉弧防护技术

针对直流拉弧故障,当前业界的直流电弧检测技术主要是利用电弧电流/电压频域,包括频点、能量、变化量等特征信息进行分析判断,通过提供一体化算法包,对不同阈值参数进行调试。以下为需要重点解决的两大难点问题:

一是噪声适应性。设备现场运行环境复杂多变,传统方案中的电弧检测算法和阈值设定主要基于人的经验,在遇到环境噪声接近电弧频谱特征时,无法有效区分,容易导致误保护。另外,在并联和对地电弧检测中,由于底噪在不同环境中均会变化,当前技术水平尚难以有效识别。

二是场景适应性。随着光伏组件电流和逆变器单机功率不断提升,对于实际使用场景,输入侧线缆长度和电弧最大电流均可能超过标准给定的测试工况,如图电弧的特征信号随电流和线缆长度增加,逐渐变弱,对检测仪表和算法的精度提出了更高要求。

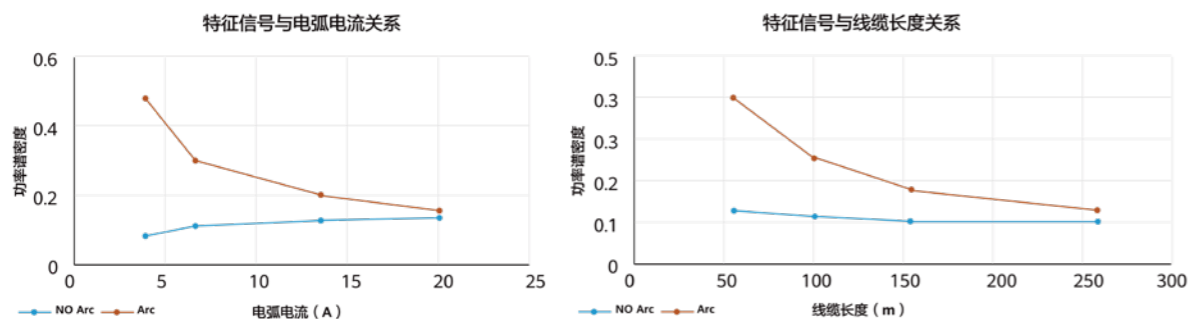


图26 电弧特征信号能量与电弧电流和长度关系

针对上述难点问题,华为利用在ICT和人工智能领域积累的技术经验,将AFCI与深度学习技术相结合,推出智能拉弧检测方案(AFCI)。该方案已在分布式场景广泛应用,能支持最大输入线缆长度200米、0.5秒快速关断,2020年获得了由鉴衡颁布的最高“L4”等级认证。后续华为也计划推出针对大型地面电站场景的直流拉弧检测方案。

■ 直流侧&交流侧:智能端子检测技术

传统方案中,逆变器的直流端子固定在外结构件上,端子尾部通过线束走线,经直流开关再到PCB板上。该方案在设计上相对简单,但是一方面,直流端子需逐一穿孔、定位、紧固,绝缘件固定后需人工插入PIN针,生产效率低,且容易出现插入不到位的问题;另一方面,一旦端子处因为虚接、损坏等外部因素导致异常处温度上升,只有在温度升高到已经烧毁线缆,以至于电信号受到影响时,逆变器才会检测到该电信号、察觉到异常,但往往已为时已晚,且由于需要接线的线缆数量多,失效时更容易故障扩散。

为了规避这一类问题,华为创新性地采用端子在板设计,定制的板载端子可直接上PCB波峰焊焊接,免人工插PIN针和穿线,可降低穿线不到位导致的直流端子插接不牢的风险,从生产上保障高可靠性。同时端子上板后,可实现在端子通流点附近增加NTC传感器,就有了将数字化、智能化融入端子检测的基础——数据采集,继而通过PCB板上的信号链路进行数据传输,最后经由芯片进行信号检测和数据计算,完成智能端子检测。尤其是当遇到端子插接不到位、金属芯压接不良、外力导致端子接触不良、化学物质污染时,如直流端子处温度出现异常,可实时快速上报并启动保护,避免故障进一步恶化和扩散。

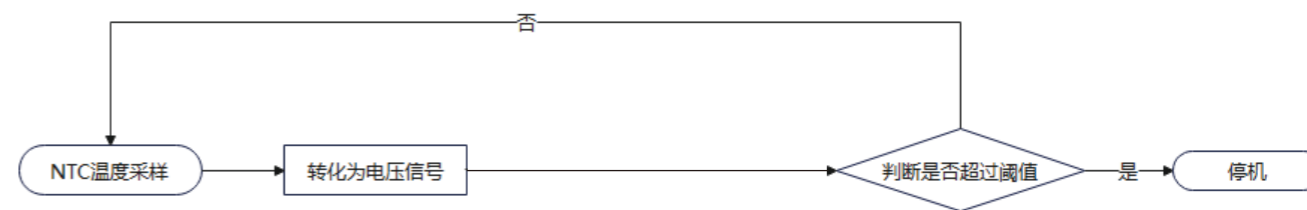


图27 智能端子检测流程图

■ 箱变侧: 低压电气选型与防护设计

箱式变电站低压柜设计时,需要实现必要的故障隔离和防护。例如:当某一路塑壳断路器(MCCB)由于下级出现短路故障分断时,不能由于喷弧而影响到其他低压支路或者低压主母线。

基于上述问题,华为对箱式变电站的设计做了以下几点优化:

- ▶ 塑壳断路器增加带消游离格栅的灭弧罩,通过降低电弧温度实现灭弧,并减少喷出塑壳断路器本体外的导电粒子的数量;
- ▶ 低压柜按照GB7251-12-2013《低压成套开关设备和控制设备第2部分:成套电力开关和控制设备》要求实现Form2b及以上的内部隔离(功能单元和进线端子与主母线隔离)或者对主母排及分支母排进行必要的绝缘包裹防护;

最终实现即便有导电粒子喷出塑壳,断路器本体也不会导致母排不同相之间绝缘击穿,进而避免故障扩散。



图28 低压柜分支母线绝缘防护方案

图29 带消游离格栅的MCCB灭弧罩

■ 整机：高效防护&防腐&防尘

当前国内清洁能源大基地建设中，涵盖了沙戈荒、流域高原、海光等多种典型场景，光伏系统设备也面临着高温、高湿、高风沙、高海拔、高盐雾等多种严苛环境的挑战，因此逆变器的结构可靠性设计非常重要。华为在其最新一代智能光伏控制器300KTL上，应用了多重结构安全设计：

- IP66防尘防水等级：即使在承受猛烈的海浪冲击或强烈喷水时，仍能保障逆变器免受侵害。华为智能光伏控制器，为减少拼接缝隙，使用防锈铝板一体拉伸设计，并采用功率腔和维护腔分腔设计，保障产品高可靠性。
- C5-M防腐等级：华为智能光伏控制器经过严苛的盐雾+凝露测试，模拟沿海高盐雾场景；在40度下湿度保持93%RH喷盐，模拟高湿度和恶劣大气的工业区域。
- 自动除尘设计：在沙戈荒场景下，扬尘、风沙较多，逆变器风扇的滤网容易被灰尘堵塞，影响风扇散热，导致逆变器降额运行。华为智能光伏控制器采用IP68 高防护等级风扇，通过智能控制可实现正向、反向旋转：正常运转时通过正向旋转进行通风散热，在早晚时通过智能判断功率大小，自动启动风扇反转，可有效将灰尘等堵塞物吹出，大幅提升运维效率，同时避免发电损失。

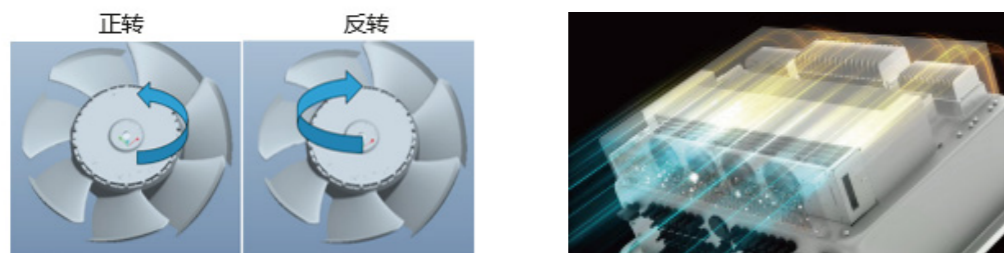


图29 智能风扇除尘示意图

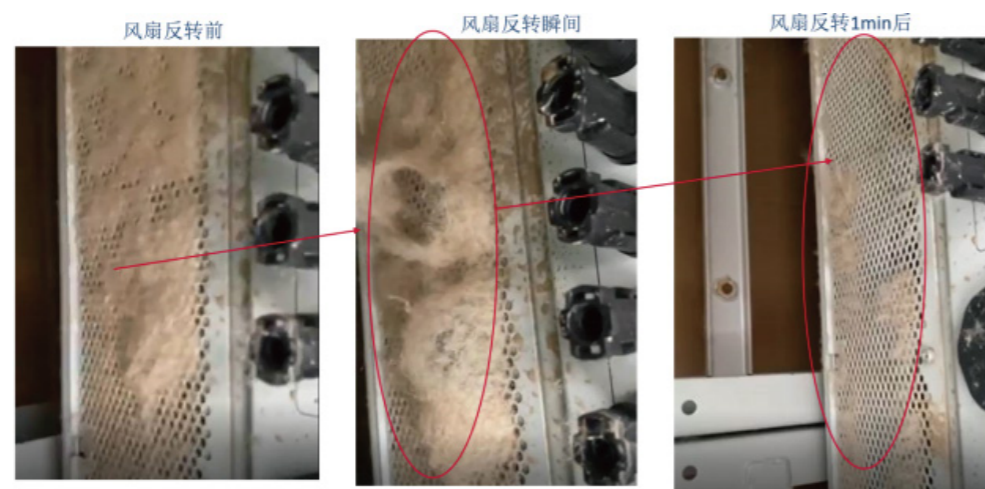


图30 智能风扇除尘效果图

04 结语

以数据为核心，以通讯网络、数据处理、智能诊断等技术为载体或支撑，实现光伏产业数字化、智能化转型已是大势所趋。借助数字化技术，重构光伏发电的安全设计，实现光伏发电主动安全，是产业未来健康发展的内在需要。

目前，光伏发电智能安全方面的技术已得到初步应用，华为率先推出的直流智能组串分断、直流拉弧智能检测、IV在线扫描和诊断等与智能安全相关的技术已被行业认可并得到应用。

围绕“自感知、自诊断、自维护、自调控”的智能化需求，智能安全技术开发和应用的还很长。下一步，需要产业协同，一是做好智能安全系统的顶层设计；二是做好基础研究和底层支撑技术的开发和应用，共同打造高质量的光伏电站，加速光伏成为“主力能源”和“优质能源”，助力碳中和目标早日实现。