

四川地区变电站高压电气设备 锈蚀情况及防腐技术研究

朱军¹ 赵兴虹² 吴驰¹ 李巍巍¹ 邓元实¹ 马小敏¹

(1. 国网四川省电力公司电力科学研究院 四川 成都 610072;

2. 四川通源电力科技有限公司 四川 成都 610072)

摘要: 变电站高压电气设备的可靠运行关系到输电工程乃至电网的安全稳定,其锈蚀情况及防腐改造直接影响设备本身的运行安全性、可靠性。为了掌握四川地区变电站高压电气设备锈蚀及防腐处理情况,通过对新建及在运行的多个500 kV变电站内高压电气设备锈蚀和防腐处理情况进行现场调研,分析了设备常见的腐蚀形式,指出了现场防腐处理的缺陷问题,评估了现有新型防腐技术,并提出了今后防腐改造工作重点。研究表明,变电站多种设备确实存在不同程度、不同类型的锈蚀情况,现场防腐改造并不能有效解决已有的腐蚀,建议今后委托具有专业资质的防腐工程公司采用冷喷防腐技术对变电站进行全覆盖式的防腐改造。

关键词: 变电站; 电气设备; 锈蚀; 冷喷防腐

Abstract: The reliable operation of HV electrical equipment in substation is related to the safety and stability of transmission project and power grid. The corrosion and corrosion protection of the electrical equipment directly affect its safe and reliable operation. In order to control the corrosion and corrosion protection of HV electrical equipment in Sichuan area, the corrosion and corrosion protection of HV electrical equipment in the newly - built and being - operated 500 kV substations are investigated. The common corrosion forms of the equipment are analyzed, the defects of field corrosion protection are pointed out, the new anticorrosion technology is evaluated, and the emphasis for the future improvements is put forward. The research shows that there are different degrees and different types of corrosion in substation, and the corrosion protection is not effective in the field. It is suggested that the anticorrosion engineering company with professional qualification in the future can be used to carry out the cold - sprayed anticorrosion for the whole substation.

Key words: substation; electrical equipment; corrosion; cold - sprayed anticorrosion

中图分类号: TG178 文献标志码: B 文章编号: 1003 - 6954(2016)05 - 0049 - 05

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2016.05.011

0 引言

输变电工程变电站/换流站作为电网节点,起着变换电压、分配电能的作用,是联结发电厂和电力用户的关键枢纽。站内高压电气设备的可靠运行,直接影响各输电工程乃至电网的安全稳定。由于高压电气设备绝缘等级高、占地大等原因,目前其普遍置于户外。由于设备普遍采用多种金属构件,材料涉及铜材、碳钢、镀锌钢、不锈钢、铝合金等,金属材料的腐蚀失效是较为普遍的现象。四川地区全年多阴雨潮湿天气,且变电站遍及平原、高山、高原及峡谷等多种地形,所处地区全年温差较大、湿度更大,这更加快了站内设备金属构件的锈蚀速度,加剧了设

备锈蚀严重程度。

国内外对变电站/换流站腐蚀问题的研究主要集中在地下接地网^[1-6],已形成了较成熟的地网腐蚀诊断方法、防治措施及安全规范。但是,目前关于站内户外高压电气设备的腐蚀研究相对较少,有关设备锈蚀情况、腐蚀规律、防治措施及维护建议等方面知之甚少。由于四川地区特殊的气候、地理环境特点,新建未投运变电站/换流站内高压电气设备的螺栓等外壳构件在较短时间内就发生锈蚀;投运数年的站内很多设备外壳发生严重锈蚀,甚至是反复锈蚀。

鉴于上述原因,对四川地区新建及在运行的多个500 kV变电站内高压电气设备锈蚀和防腐处理情况进行现场调研,分析了设备常见的腐蚀形式,指

出了现场防腐处理的缺陷问题,评估了现有新型防腐技术,并提出了今后防腐改造工作重点,以期找到适合四川地区输变电工程变电站/换流站的防腐方法及措施。

1 500 kV 变电站腐蚀现场调研

为了准确掌握四川地区变电站高压电气设备锈蚀及防腐处理情况,深入成都周边新建、在运的500 kV新都、龙王、九江、桃乡变电站进行现场调研,探明了站内220 kV、500 kV侧及站用电的高压电气设备锈蚀情况。

1.1 500 kV 龙王变电站

1) 220kV 侧高压电气设备

220 kV侧母线开关端子箱经现场调研,由于已运行数十年,设备铭牌现已严重锈蚀,无法辨识;箱体底部基座与顶部边角出现反复锈蚀。另外,母线刀闸钢结构部分已严重锈蚀,且存有锈蚀裂解脆弱、断裂的危险;刀闸铭牌严重锈蚀,无法辨识。

2) 站用电侧高压电气设备

35 kV侧变压器已做防腐处理,但效果不佳,多处位置有反复锈蚀、鼓包、掉漆等现象,且变压器主体与基座之间出现缝隙腐蚀。刀闸操动机构与水泥支柱的连接护壳接触腐蚀严重,水泥支柱上留有锈水痕迹;接地刀闸操作开关端子箱底部发生反复锈蚀,先前防腐处理所用水泥已严重开裂,有腐蚀进一步恶化的趋势。

1.2 500 kV 新都变电站

1) 220 kV 侧高压电气设备

国产GIS设备柜体锈蚀相当严重,防爆孔已严重锈蚀,设备外壳多处锈蚀且未做相应的防腐处理;国外西门子GIS设备柜体、紧固件等均未锈蚀。

2) 500 kV 侧高压电气设备

变压器已做防腐处理,但现场勘查发现变压器仍有多处发生锈蚀,属缝隙腐蚀,其原因可能为前期防腐处理不彻底或是短期内发生锈蚀;变压器附件螺栓发生锈蚀,且部分螺栓缺失。

1.3 500 kV 九江变电站

1) 220 kV 侧高压电气设备

GIS设备已做防腐处理,但操作机构柜体有锈蚀,且此情况较为普遍,究其原因可能为前期防腐处理不彻底或是短期内发生锈蚀。

2) 站用电侧高压电气设备

电流互感器紧固螺栓等附件设备发生锈蚀。据现场调研,国外设备螺栓普遍采用热镀锌技术,且采用与柜体相同的防腐漆处理方式,同时在螺栓与柜体接触部位均安装有橡胶垫片,不易发生电化学腐蚀,因此防腐效果较好;国内设备仅做了热镀锌处理,且锌层厚度多未达标,极易发生电化学腐蚀,因此锈蚀较普遍。

1.4 500 kV 桃乡变电站

1) 220 kV 侧高压电气设备

开关端子箱已做防腐处理,且可辨识到明显的喷漆痕迹;但该处理手段较粗犷、简单,仅是对锈蚀处简单打磨和喷漆,效果无法与相关设备生产厂家专业工艺相比。屏柜们边角有锈蚀,据分析为反复锈蚀,且此现象在桃乡变电站中较为普遍。另外,GIS设备外壳有锈蚀,为反复锈蚀;母线TV端子箱门螺栓严重锈蚀,并且基座已发生反复锈蚀;GIS操作柜、梯子等附件设施的部分位置严重锈蚀,但并不影响GIS正常运行。

2) 站用电侧高压电气设备

电容器接地刀闸操动机构已严重锈蚀,为反复锈蚀;由于操动机构高处部分长期处于高压带电状态,所以未做防腐处理,据运维人员介绍,该部分需经常进行倒闸作业,目前分合闸已较为困难,今后可能出现锈蚀断裂情况。66 kV站用变压器整体防腐处理效果较好,现仅在脱气阀、散热片、发油阀、基座等位置有新增锈蚀点及反复锈蚀情况。电流互感器总体运行情况较好;外部端子箱螺栓等虽做过防腐处理,但仍有反复锈蚀现象。66 kV侧断路器及支柱绝缘子整体较好;开关柜顶部预先有防雨槽设计,柜体整体情况较好,未出现明显的锈蚀情况;开关柜柜体有明显防腐处理痕迹,未见反复锈蚀;开关柜底部螺栓锈蚀明显,且部分螺栓未安装。

3) 500 kV 侧高压电气设备

桃乡变电站500 kV侧变压器整体防腐措施比较到位、效果较好,未出现大面积锈蚀;由于变压器顶部高压部分长期带电运行,无法进行防腐处理,变压器油枕放油阀严重锈蚀;变压器底部放油阀及冷却器端子箱内部出现严重锈蚀情况。另外,支柱表面已做防腐处理,可见明显的喷漆痕迹;支柱接地部分,虽已做防腐处理并可见明显的防锈漆痕迹,但部份位置已部分脱漆,并且脱漆部位均已再次生锈。

2 现场锈蚀及防腐处理缺陷分析

2.1 设备腐蚀分类

针对上述变电站腐蚀现场调研情况,总结出几种变电站金属构件常见的腐蚀形式^[7],并详述其腐蚀机理和解决措施。

1) 缝隙腐蚀

缝隙腐蚀是由于金属表面存有异物或构件结构上形成缝隙,当有雨水积存时发生的电化学局部腐蚀,最易发生在螺栓等连接部位。其腐蚀过程可分为初期和后期2个阶段。初期,由于缝隙与雨水的接触,所形成的电解液会在缝内、缝外同时发生阳极金属溶解和阴极氧还原的电化学反应。经过一段时间后,缝隙内溶液中的氧会消耗殆尽,缝隙内外变会形成典型的氧浓差腐蚀电池,进而会引发缝隙腐蚀闭塞电池的自催化过程。该催化作用会大幅提前设备腐蚀时间,且极易发展为严重的局部腐蚀,使构件有效尺寸和截面积减小,力学强度降低,产生安全风险。

由于缝隙腐蚀多为螺栓等连接部位,因此上述各500 kV变电站均有此类腐蚀,且发生腐蚀部位种类、数量较多,基本涵盖已发现有锈蚀的全部设备。

对于此类腐蚀,在设备安装过程中应特别注意螺栓等紧固件的连接,确保安装到位,无明显缝隙。如无法避免缝隙,则应以环氧树脂填料或防腐漆将缝隙完全填满。

2) 接触腐蚀

接触腐蚀,又称电偶腐蚀或异种金属腐蚀,是当2种不同材质金属相接触时,由于金属电极电位不同,在电解液中形成腐蚀电池。电位较低的金属腐蚀被加速,电位较高的金属受电化学保护,其腐蚀速率较慢。接触腐蚀主要发生在不同金属直接接触部位,而远离接触的部位其腐蚀程度较轻。实际证明,当不同金属接触且存有缝隙时,构件将受到接触腐蚀与缝隙腐蚀的联合作用,会加重腐蚀程度。变电站常用的金属材料主要有碳钢、不锈钢、锌、铜、铝、锡、银等,其中电位最低的金属是锌和碳钢,这2种金属与其他金属接触时,将首先被腐蚀。

在所调研的变电站中,大部分设备支柱、开关柜等的螺栓、螺杆部分采用镀锌钢,螺母采用不锈钢。不锈钢的电位最高,受到保护,而与之接触的镀锌钢

则会加快腐蚀速度。在新建未投运变电站(如九江变电站)中,现已发现多处螺栓、螺杆遭锈蚀,甚至是经防腐改造的龙王变电站,所更换的螺栓、螺杆在较短时间内也发生不同程度的腐蚀。

解决接触腐蚀问题的根本办法是使接触的金属构件采用同种材料,特别是变电站常用的镀锌钢螺栓及垫片、不锈钢螺栓及垫片等构件,应统一采用同种金属材料。若无法避免异种金属接触,应用环氧填料、聚四氟乙烯等封闭材料作为中间层缓冲和绝缘,防止2种金属直接接触。

3) 镀锌层缺陷腐蚀

变电站大部分碳钢构件均采用热镀锌防腐。由于镀锌层厚度不够,镀层瑕疵,以及运输、安装过程中造成的局部镀锌层破坏,都会使设备最外层原本起电化学保护的镀锌层过早失效,露出下面的铁基体而加速腐蚀。腐蚀将会降低材料力学强度,从而产生安全隐患。

在所调研的变电站中,高压设备如GIS、高压电抗器等均发现有镀锌层缺陷腐蚀情况。遭破坏部位铁基体均已裸露并发生局部腐蚀。虽已做过相应防腐处理,但并未覆盖全部受损部位,且防腐处理工艺也不到位。

对于杜绝此类腐蚀问题,应从源头入手,在基建阶段加强金属质量监督,防止不合格的镀锌层产品流入电网。对运输、安装过程中造成的局部镀锌层破损,应及时用富锌涂料、冷镀锌涂料等进行修补。

4) 涂层缺陷腐蚀

对于变电站中尺寸较大以及难于进行热镀锌的构件通常采用表面喷砂处理后喷涂防腐涂料的方法来代替,如变压器、设备构架以及后期防腐改造。

涂料防腐主要是依靠武力屏蔽作用隔绝外部腐蚀介质与铁基体的接触,保护效果并不如镀锌层。若防腐涂料局部再次破损,将加快铁腐蚀的速度,并以缺陷为中心扩展。在所调研的变电站中,某些做过防腐改造的设备已发现喷涂涂料部位反复锈蚀情况;尤其是运行数十年的龙王变电站,此类涂层缺陷腐蚀现象更为严重。

对喷漆新设备的运输安装过程中造成的破损,应及时用防腐涂料进行修复;对涂层厚度、附着力等关键指标要进行质量验收。

5) 不锈钢腐蚀

由于不锈钢铁基体中含铬(Cr),在外表面很容

易生成一层薄而致密的钝化保护膜,使腐蚀难以发生。但在某些特殊部位(如螺栓和箱体门轴处),仍有可能发生表面不锈钢腐蚀。其实质上是一种缝隙腐蚀,钝化膜腐蚀产物逐渐填充在缝隙内,虽然未产生铁锈,但会影响构件运转。

在产品选购中,Cr含量低的不锈钢材质构件往往无法形成表面钝化保护膜,不仅无法起到对不锈钢基体的保护作用,而且钝化膜腐蚀产物也会影响构件运转。因此:一是尽量选用300系列不锈钢牌号,并严格检查材质质量;二是应从设计上加大缝隙部位的宽度,减弱缝隙腐蚀的发生。

2.2 现场防腐缺陷分析

2.2.1 国内外设备防腐技术对比

在新建未投运的500 kV新都、九江变电站和已投运的500 kV桃乡、龙王变电站中,国外设备配件防腐年限均大大高于国内设备,如开关柜体、箱体、螺栓、铆钉等,其主要原因与材料材质、防腐工艺以及防腐材料不同有关。

1) 设备铭牌防腐

国外设备铭牌基本采用不锈钢,且抛光处理很好;国产设备铭牌通常采用铸铁或碳钢,且表面处理较为粗糙。如龙王变电站1997年的进口设备SF₆断路器铭牌完全未腐蚀,铭牌各种参数清晰可见;而1997年沈阳高压开关厂的开关控制柜铭牌已锈迹斑斑,设备参数无法识别。

2) 设备配件防腐

国内外防腐工艺不同也是导致防腐能力差距大的主要原因之一。防腐过程均是先对基体进行打磨、喷砂或酸洗,再进行防腐材料的涂喷。但不同的是防腐材料涂抹的顺序不同,国外设备是先涂抹防腐漆,再涂抹防腐功能微弱的底漆;国内设备恰好相反,甚至有些厂家为了节约成本,并未对基体进行喷砂酸洗,而直接涂抹一层质量劣质的防腐漆,导致其附着性降低。经防腐调查发现同在500 kV新都变电站,西门子的GIS设备柜体、紧固件等均未见锈蚀,而新东北电气集团高压开关有限公司的GIS设备柜体锈蚀十分严重,几乎所有的防暴孔都已腐蚀。

此外,国外设备紧固件的防腐也要比国内的做得好。在500 kV龙王站、500 kV新都站以及500 kV九江站,现场调研发现国外设备的螺丝不仅采用热镀锌,还会与柜体一样进行相同的防腐漆处理,并且在螺栓与柜体接触部位安放橡胶垫片,防止因电

位差发生电化学腐蚀。国内设备的紧固件均为外购件,虽采用热镀锌的螺丝,但锌层厚度估计无法达标,且螺栓通常与箱体直接接触,导致电化学腐蚀,很短时间就已锈蚀严重。

2.2.2 变电站防腐大修现状分析

目前,变电站设备几乎都是室外放置,日晒雨淋,为降低成本多数采用国产设备,在防腐处理上做得不到位,因此设备防腐能力差,防腐寿命短,锈蚀程度相当严重。为提高设备使用年限,因此需对变电站各种已锈蚀的设备进行防腐大修。

1) 大修防腐工艺不规范:据现场运维人员描述,处理过程相对简单,首先是对锈蚀设备或配件进行打磨,然后涂抹一层底漆,最后再涂抹一层防腐漆。

2) 大修后防腐效果差:在调查龙王变电站时,发现刚进行防腐大修1年后的35 kV并联电抗器某些部位又开始锈蚀,且防锈漆出现起皮现象。据了解,打磨过程中并未对无法打磨的部位进行处理,比如电抗器的散热片。

3) 现场运维人员对防腐的认知程度低:目前变电站工作人员对防腐的认知仅停留于外观美观层次,有待进一步提高。据悉,1年前龙王变电站35 kV并联电抗器大修后外观符合要求,施工方是否对细微部分处理尚不知晓,就予以验收。

2.2.3 新投入设备的腐蚀及防腐情况

在新建未投运的新都变电站和九江变电站中,均发现很多新设备已严重腐蚀,尤其是220 kV GIS设备柜体和踏板、站用电侧的控制刀闸和热镀锌螺丝等。这些锈蚀严重的部件均为外购件,因供应商节约成本,质量没有严格控制,外购件材质及防腐处理上都无法长时间防锈蚀。同时,在设备运输过程中,由于碰撞或安装过程方式不当,导致这些部件尤其是边缘部分防腐材料脱落,从而出现大面积锈蚀现象。

对于新投入设备的腐蚀问题,工作人员一经发现便立即通知供应商采取补救措施,但经调查发现补救后的设备及配件仍有锈蚀部位,且多为无法打磨的地方,同时基体采用的防腐材料质量差、防腐处理工艺不到位,导致防腐材料的附着性下降,降低了其防腐能力。

3 防腐建议

3.1 新型防腐技术

冷喷锌/铝防腐技术所用材料主要由无机硅氧烷树脂及高纯度进口片锌/铝组成的长效双重作用的新型钢结构重防腐材料,是替代热镀锌/铝的最新产品。其具有优越的抗腐蚀、抗冲能性能,不含异氰酸酯、苯类等毒性化学品,安全环保,并具有耐辐射、抗紫外线能力强等主要特性。该技术施工简便,可喷涂、刷涂、滚涂,是替代传统热浸铝、热镀锌、热喷铝的最佳材料,适用于船舶、钢桥、钢屋架、钢网架、电力设施、管道、贮罐等重防腐领域。

冷喷锌/铝工艺与热镀工艺性能比较如下。

1) 热镀工艺预处理采用酸洗、磷化工艺,工件表面会有酸、碱液的残余物,留下了腐蚀的隐患,且表面光滑,热镀锌层容易产生脱落;喷锌、喷铝工艺预处理采用喷砂工艺,表面处理达 GB 8923-88《涂装前钢材表面锈蚀等级和除锈等级》的 Sa2.5 级,工件表面具有一定粗糙度,涂层结合力较好,抗拉强度 $\geq 0.6 \text{ kg/m}^2$ 。

2) 热镀工艺在一定的温度下施工,约 440℃ 左右,故工件热镀后会产生变形;而喷锌、喷铝工艺喷涂时的温度很低,因此工件不变形。

3) 采用热镀工艺,工件受镀槽长、宽、高的限制;而采用喷锌、喷铝工艺则对工件没有限制。

4) 采用热镀工艺还存在现场修补问题。对现场安装时产生的焊缝以及装卸、运输过程中造成的损坏,修补只能采用油漆,从而产生工艺突破口。如采用喷锌、喷铝工艺进行修补,可避免产生工艺突破口。

5) 热镀锌工艺对水质污染十分严重,环保问题非常突出。

基于以上对比分析结果可见,对于四川重雾霾、高湿度等地区的变电站,建议防腐改造采用冷喷锌/铝工艺。经文献收集以及咨询专业防腐工程公司,对变电站冷喷锌/铝防腐改造工程有如下了解。

1) 施工方案:对于某需要防腐改造的变电站,要进行实地勘查,确定站内设备锈蚀分布情况,如重点锈蚀设备类型、锈蚀点数量和位置等;依据实地调研情况及需求方要求,编制合适的施工方案,避免浪费。

2) 施工工艺:原本应依据设备重要性、锈蚀情况等,确定施工工艺;但具体施工工艺,如刷漆次数、材料材质等与工程预算、设备防腐等级要求有一定关系。

3) 工程造价:据专业防腐工程公司介绍,目前

四川境内,某 110 kV 变电站采用冷喷漆技术对全站设备进行全覆盖式的防腐改造,工程总造价约为 25 万元。

鉴于冷喷防腐技术存在诸多问题,如施工工艺专业要求较高、防腐效果和有效期与施工工艺好坏密切相关、施工工序复杂且众多等,变电站采用冷喷锌/铝技术进行防腐改造时,建议委托具有高水平专业资质的防腐工程公司。

3.2 今后防腐改造工作重点

1) 目前,防腐大修效果较差,现场人员对防腐的认知程度并不高,且现场防腐处理没有相应的标准工艺要求,改造后设备的防腐能力无法鉴定,并且不能清楚地确定防腐改造操作是否到位、得当。因此,急需制定现场防腐标准工艺卡,严格要求、规范防腐改造各项作业。

2) 加强对设备制造厂的监造,对重要部件或易锈蚀部位进行重点抽查,如低电压等级刀闸操动机构、连接部位螺丝垫片等。

3) 加强设备包装、运输及安装过程的监管。包装方式不合理、运输过程中操作不当,均可能会致使设备防腐层的脱落;安装过程处理方式不当,同样会损坏设备防腐层。

4) 建立有效的地市公司监督体系,严格落实金属技术监督标准。

4 结 论

基于四川地区变电站高压电气设备锈蚀情况及防腐技术研究,得出如下结论:

1) 在所调研的变电站中,无论是已投运数十年的,还是新建尚未投运的,其户外高压电气设备均发现有锈蚀情况,且主要集中在站用电侧、110 kV 及 220 kV 侧变压器、接地刀闸、GIS 等。

2) 变电站常见腐蚀包括:缝隙腐蚀、接触腐蚀、镀锌层缺陷腐蚀、涂层缺陷腐蚀及不锈钢腐蚀。多数情况,对于某一处腐蚀,并非仅存在单一的腐蚀形式,往往是多种腐蚀联合作用。因此,对于变电站防腐改造,应对站内设备腐蚀情况进行广泛详细地调研,选取适用的、针对性强的防腐措施,以达到较好的防腐效果。

3) 冷喷锌/铝防腐技术现已在民航、石油等行

(下转第 89 页)

表 4 统计、财务线损率差异表

项 目	统计 /(亿 kW · h)	财务 /(亿 kW · h)	统计线损率 /%	财务线损率 /%	线损率差值 /%
报表供电量	1 741.52	1 980.97	9.37	6.4	2.97
剔除售省外电量	1 741.52	1 706.23	9.37	7.43	0.41
剔除特高压送出损耗及调试电量	1 709.83	1 706.23	7.68	7.43	0.25
剔除各县级子公司所属的发电 子公司售市供电公司、省公司电量	1 709.83	1 710.06	7.68	7.69	-0.01

综上所述,财务决算线损率计算中由于包含售省外电量,无形中人为增大了供电量数值,致使计算所得线损率偏低;在母公司、子公司互供电量统计中包含了县级子公司所属发电子公司售母公司电量,又人为减少了决算线损电量;从而造成财务决算线损率远远低于统计线损率。

4 结 语

1) 统计时段和抄表时间等外部因素是造成统计线损率和理论线损率差异的主要原因。因统计线损率反映的是一个时段的电网运行经济性水平,所以在趋势分析中,因涉及时段较长,适宜于使用统计线损率;而对于具体设备的降损改造及降损后的评估,只涉及电网的一个点,因此适宜于应用理论线损率进行分析。

2) 统计范围和统计方式的不同是造成统计线损率和财务决算线损率差异较大的主要原因。在剔除相关因素的影响后,2015 年四川电网财务决算线损率、统计线损率几乎相等,由此可见当前财务决算

线损率、统计线损率均真实、可信。但统计线损率是依据国网公司生产统计报表制度开展统计,基础数据均来自于实际发生的物理电量,不受结费等外界因素影响,较财务决算线损率更能真实地反映省内售电量与电网运行水平和收益间的关系。同时,考虑到统计数据的归口管理和向政府报送电量数据的一致性,因此,在生产经营分析中,应以统计线损率为主要分析指标,辅以财务决算线损率进行经济性辅助分析。

参考文献

- [1] 丁毓山,翟世隆.电网线损实用技术问答[M].北京:中国水利水电出版社,2008.
- [2] 赵全乐.线损管理手册[M].北京:中国电力出版社,2007.

作者简介:

贺星棋(1978),高级工程师,长期从事电网管理、分析工作;
周 桦(1963),高级工程师,长期从事电网管理工作;
鲜其军(1966),高级工程师,长期从事电网管理工作。

(收稿日期:2016-04-15)

(上接第 53 页)

业广泛推广应用,而在电力行业仍处于初步应用阶段,仅对 110 kV 变电站进行过冷喷防腐改造。鉴于冷喷防腐技术相比传统热镀工艺的诸多优点,建议今后应在 220 kV、500 kV 及特高压变电站中,逐步推广应用冷喷防腐技术。

4) 加强现场人员对设备防腐的认知程度,强化对设备生产厂商的有效监造,规范设备包装、运输及安装过程,制定现场防腐标准工艺卡,建立有效的地市公司监督体系,落实金属监督技术标准。

参考文献

- [1] 陆培钧,黄松波,豆朋,等.佛山地区变电站接地网腐蚀状况分析[J].高电压技术,2008,34(9):1996-1999.
- [2] 郑敏聪,陈自年,李建华.大型变电站接地装置腐蚀规

律及防腐[J].华东电力,2009,37(9):1463-1467.

- [3] 刘洋,崔翔,赵志斌,等.变电站接地网腐蚀诊断磁场检测系统的设计与应用[J].电工技术学报,2009,24(1):176-182.
- [4] 刘渝根,成文杰.变电站电缆沟内接地导体对腐蚀诊断的影响[J].高电压技术,2014,40(2):505-512.
- [5] 张秀丽,骆平,莫逆,等.接地网腐蚀状态电化学检测系统的开发与应用[J].中国电机工程学报,2008,28(19):152-156.
- [6] 刘渝根,吴立香,王硕.大中型接地网腐蚀优化诊断实用化分析[J].重庆大学学报,2008,31(4):417-420.
- [7] 陈军君,李明,王军,等.变电站金属构件的常见腐蚀形式及解决措施[J].内蒙古电力技术,2013,31(1):7-11.

作者简介:

朱 军(1985),博士、工程师,从事换流站设备技术监督工作。

(收稿日期:2016-04-02)