

一起汽轮发电机定子绕组接地原因分析及控制措施

袁志强 王国仁 籍志刚

晋控电力侯马热电分公司 山西 临汾 041000

摘要: 汽轮发电机在火力发电厂中扮演着至关重要的角色, 由于现代大型发电机在电力系统中的重要地位, 发电机的安全运行尤为重要, 汽轮发电机定子绕组故障不仅会影响发电机自身的性能和寿命, 还会对整个电力系统的稳定性和安全性构成威胁。因此, 对发电机定子绕组的维护和故障预防至关重要。汽轮发电机定子绕组对地绝缘损坏发生的单相接地故障, 是发电机定子绕组常见故障, 本文通过一起发电机定子接地原因进行分析, 提出了同类发电机组安全运行控制措施。

关键词: 汽轮发电机; 定子接地; 控制措施

1 前言

随着我国经济及科技高速发展, 发电机作为电力系统的核心设备, 其安全稳定运行直接关系到电网的可靠供电。定子绕组接地故障是发电机最常见的电气故障之一, 可能导致铁芯烧伤、绝缘损坏甚至引发相间或匝间短路等灾难性事故。随着电力系统容量的不断扩大和运行复杂性的增加, 定子绕组接地故障的检测与防控技术面临新的挑战。尽管国内外学者已对故障原因、检测方法 & 处理措施进行了大量研究, 但实际工程中仍存在故障定位困难、修复成本高、停机时间长等问题。本文以一起汽轮发电机定子绕组接地故障分析处理为研究对象, 通过分析故障原因、总结危害特征, 提出针对性的控制措施, 旨在为电力设备的运维管理提供理论依据和实践参考

2 设备参数

发电机型号QFSN-660-2, 三相隐极式同步发电机, 额定容量660MW, 水氢氢冷却方式, 定子绕组为水内冷, 转子绕组为氢内冷, 定子铁心及结构件为氢冷。发电机定子绕组股线两侧采用锡焊焊接连接方式, 即非柔性连接方式。

3 发电机定子绕组接地危害

当定子绕组发生单相接地时, 因带电导体与处于地位的铁芯或其他铁构件间有电容存在, 即发电机以及和发电机相连的母线、电缆、变压器绕组等对地都有电容, 所以接地点会有电容电流流过, 就会对发电机造成危害。主要危害有以下两点:

3.1 故障点有电容流过, 就可能产生电弧, 若电弧是持续的, 就可能将铁芯烧坏, 严重时会把铁芯烧出一个大的缺口。铁芯烧损的程度和电弧电流的大小有关, 接地电流大于5A时就有烧坏铁芯的危险。严重时, 烧伤铁

芯, 使定子绕组铁芯叠片烧结在一起, 造成修复困难。

3.2 接地电流会破坏绝缘, 扩大事故, 若一点接地未及时发现, 很有可能造成绕组匝间或相间短路故障, 严重损伤发电机。

定子绕组单相接地时, 对发电机损坏程度与故障电流大小及持续时间有关, 严重损伤发电机绝缘, 加速发电机绝缘和材料老化, 进而引发多点绝缘击穿。单相接地故障严重时会展进一步发展为匝间短路或相间短路, 出现巨大的短路电流, 造成发电机严重损坏。

4 故障发生及检查处理过程

4.1 故障经过

2023年9月28日18:26分, 运行负荷556MW, XX电厂#2发电机A、B两套保护的U0定子接地保护动作, 发电机跳闸。发电机出口开关5022、5023跳闸, 联跳汽轮机, 锅炉MFT动作。

4.2 故障检查情况

4.2.1 发电机解体前检查情况

4.2.2 检查发现#2发电机A、B两套保护的3U0定子接地保护均动作, 故障录波器启动。保护动作参数 $3U_{0t} = 55.7227V$, $3U_{0n} = 27.249V$

通过发电机保护动作报告和故障录波图分析, 发电机定子A相存在间断性接地故障。

4.2.3 现场检查发现, 发电机1号油水继电器排污门排出发电机励端出线小室积水, 其余油水继电器未发现积水。

4.2.4 通过SIS检查发电机温度变化趋势, 发现发电机跳闸同一时刻, 励端铁芯边段温度1(励侧边段第3段17#槽轭部)、温度4(励侧边段第3段21#槽齿部)跳变, 温度1由61.9℃跳变到153℃, 温度4由64.7℃跳变到80℃, 检查两个点测温原件检测均正常^[1]。

通过SIS查看故障时发电机定冷水水质变化情况，电导率由0.39us/cm突变为20.4us/cm。化学人员停机后测量定冷水铜含量超出 > 80ug/L，DR6000分光光度计最大量程80ug/L。

4.2.5 测量发电机汇水管对地绝缘1Ω（规程要求大于30kΩ），考虑到安全因素，未进行绝缘电阻测试。用万用表测量发电机定子绝缘，测试结果646Ω。

随后将出线、中性点软连接拆开，考虑励端汇水环及出线套管受潮，暂不测绝缘电阻。7天后，采用FLUKE 1550C绝缘电阻测试仪对发电机定子绕组进行分相绝缘电阻测试，测试结果：A相108kΩ、B相112kΩ、C相112kΩ。因FLUKE 1550C类型绝缘电阻测试仪不能消除通过汇水管对地泄漏电流的影响，故数据偏低，不能反

映绕组真实绝缘^[2]。采用水内冷专用摇表在定子线棒未通水条件下对发电机定子绕组进行分相绝缘测试（试验规程要求水内冷发电机应采用水内冷专用绝缘电阻测试仪），测试结果如下：

测试项目	A相	B相	C相
汇水管/地绝缘	12.6kΩ		
绕组/汇水管电阻	167kΩ	80kΩ	152kΩ
绕组/地绝缘R60/R15	0.42/0.35GΩ	1.38/0.9GΩ	1.43/1.37GΩ
吸收比	1.20	1.53	1.04
测试电压（V）	2500	2500	2500

使用仪器：KD2678C水内冷专用摇表FLUKE万用表。

通过查阅相关试验规程及发电机出厂资料，发电机各参数标准如下：

项目	标准	说明
发电机汇水管对地绝缘	$\geq 30\text{k}\Omega$	华北网-交接和预防性试验规程-2008
发电机定子绕组对汇水管电阻	$\geq 100\text{k}\Omega$	华北网-交接和预防性试验规程-2008
发电机定子绕组绝缘电阻	$\geq 200\text{M}\Omega$	我厂发电机技术文件要求
发电机定子绕组吸收比	规程要求水内冷发电机吸收比自行规定，我专业规定不小于1.3	华北网-交接和预防性试验规程-2008

4.2.6 通过SIS查看故障时查看绝缘过热在线装置，#2发电机3U0定子接地保护动作时，绝缘过热在线装置同时发出故障信号。

4.3 发电机解体后检查情况

4.3.1 打开氢冷器人孔进行内检，发现发电机励侧第4槽上层线棒手包绝缘定子线棒水电接头盒存在裂口，引水管两侧存在漏水现象。判断接地故障原因为水电接头盒存在漏点，导致定冷水外漏，通过引水管与汇水管接地^[3]。

4.3.2 对励端第4槽上层线棒手包绝缘故障部位水电接头手包绝缘拆除，拆除过程中发现接地电流造成励端第4槽上层线棒手包绝缘水电接头水室盖经熔解（图1），励端本体端部靠右侧铜屑较多。



图1 接头水室盖经熔解

4.3.3 检查发现，励端第4槽上层线棒手包绝缘引水管绕组侧水接头直接与水室盖断开，引水管靠绕组侧表面存在电弧灼伤现象（图2），汇水管侧水接头局部缺损，引水管内侧存在铜屑、发黑现象；励端第4槽上层线棒手包绝缘水电接头与A相出线套管过线母排存在接地电

弧烧损（图3），过线固定支架环氧螺栓存在松动。



图2 电弧灼伤现象



图3 接地电弧烧损

4.3.4 检查发现出线小室A相出线套管处积水、积油，油水面沉淀铜屑，出线套管及手包绝缘表面水分、油污较多。

4.3.5 利用内窥镜对励端第4槽上层线棒手包绝缘内部进行检查，发现水电接头进水孔内部存在融铜块，部分线棒进水孔存在铜瘤及线棒内堵塞现象，还有部分进水孔由于融铜块遮挡，无法确定线棒进水孔是否堵塞^[4]。

利用内窥镜对第3槽上层线棒水室盒内部进行检查，未发现异常情况；利用内窥镜对汇水环内部进行检查，未发现异常情况；利用内窥镜对A相出线过线内部进行检查，未发现异常情况。

4.3.6 将励端第4槽上层线棒手包绝缘故障部位水电接头手包绝缘拆除，拆除过程中发现接地电流造成励端第4槽上层线棒手包绝缘水电接头水室盖经熔解发现6根存在不同深度堵塞情况，具体如下：

第一排	2米长1mm钢丝通过	2米长1mm钢丝通过	2米长1mm钢丝通过	2米长1mm钢丝通过
第二排	2米长1mm钢丝通过	2米长1mm钢丝通过	2米长1mm钢丝通过	2米长1mm钢丝通过
第三排	320mm处堵塞	40mm处堵塞	560mm处堵塞	2米长1mm钢丝通过
第四排	25.80mm处堵塞	39.89mm处堵塞	400mm处堵塞	700mm处堵塞
第五排	2米长1mm钢丝通过	560mm处堵塞	2米长1mm钢丝通过	1500mm处堵塞

通过上述对励端第4槽上层线棒水室盒20个空芯导线检查情况数据分析，该线棒无法满足水流量要求，定性线棒无法使用，必须更换。

4.3.7 测量定冷水铜含量超出 > 80ug/L，使用仪器DR6000分光光度计最大量程80ug/L。

4.4 处理情况

4.4.1 将出线小室A相出线套管排污管进行疏通，将积水、积油进行排污。

4.4.2 对励端第4槽上层线棒20个全部进行更换。

4.4.3 运行人员开始对#2发电机先反向投运定冷水，采用6.9米直排冲洗方式。3小时后，运行人员开始对#2发电机正向投运定冷水，采用定冷水箱底部直排方式，对发电机定冷水进行反冲洗及反复处理约72小时，测量发电机定冷水电导率、含铜量、PH值均符合标准要求。具体数据如下：

电导率（us/cm） 标准：2.0 < SC < 0.4	含铜量(ug/L) 标准：Cu ≤ 20	PH值 标准：8~9
0.76	7	8.26

测试定子绕组水流量（83根及出线12根），测量结果单支水流量均合格，具体数据如下：

表1 定子绕组相引线冷却水管流量测试结果（12根）

编号	水流量 (m³/h)	偏差 (%)	编号	水流量 (m³/h)	偏差 (%)
1	0.60	3.44	49	0.61	5.17
16	0.54	-6.89	64	0.55	-5.17
17	0.68	17.24	65	0.54	-6.89
32	0.67	15.51	80	0.53	-8.62
33	0.57	-1.72	81	0.55	-5.17
48	0.58	0	96	0.62	6.89
水流量平均值m³/h			0.58		
最大负偏差%			-8.62		

表2 定子绕组下层线棒冷却水管流量测试结果（励端42根）

编号	水流量 (m³/h)	偏差 (%)	编号	水流量 (m³/h)	偏差 (%)
2	1.17	-4.09	50	1.14	-6.55
4	1.23	0.81	52	1.19	-2.45
6	1.22	0	54	1.20	-1.63

续表：

编号	水流量 (m³/h)	偏差 (%)	编号	水流量 (m³/h)	偏差 (%)
8	1.29	5.73	56	1.18	-0.82
10	1.15	-5.73	58	1.27	4.09
12	1.20	-1.63	60	1.22	0
14	1.26	3.27	62	1.23	0.81
18	1.17	-4.09	66	1.19	-2.45
20	1.15	-5.73	68	1.22	0
22	1.21	-0.82	70	1.25	2.45
24	1.19	-2.45	72	1.14	-6.55
26	1.35	10.65	74	1.20	-1.63
28	1.31	7.37	76	1.24	1.63
30	1.24	1.63	78	1.19	-2.45
34	1.29	5.73	82	1.22	0
36	1.28	4.91	84	1.23	0.81
38	1.19	-2.45	86	1.31	7.37
40	1.25	2.45	88	1.22	0
42	1.25	2.45	90	1.16	-4.91
44	1.20	-1.63	92	1.31	7.37
46	1.21	-0.82	94	1.19	-2.45
水流量平均值m³/h				1.22	
最大负偏差%				-6.55	

表3 定子绕组上层线棒冷却水管流量测试结果（励端41根）

编号	水流量 (m³/h)	偏差 (%)	编号	水流量 (m³/h)	偏差 (%)
3	1.21	-3.96	51	1.20	-4.76
5	1.21	-3.96	53	1.19	-5.55
7	1.17	-7.14	55	1.15	-8.73
9	1.25	-0.79	57	1.25	-0.79
11	1.20	-4.76	59	1.24	-1.58
13	1.24	-1.58	61	1.21	-3.96
15	1.27	0.79	63	1.23	-2.38
19	1.17	-7.14	67	1.26	0
21	1.36	7.93	69	1.27	0.79
23	1.44	14.28	71	1.26	0
25	1.36	7.93	73	1.21	-3.96
27	1.34	6.34	75	1.23	-2.38

续表:

编号	水流量 (m ³ /h)	偏差 (%)	编号	水流量 (m ³ /h)	偏差 (%)
29	1.31	3.96	77	1.25	-0.79
31	故障点 已甩开		79	1.28	1.58
35	1.33	5.55	83	1.31	3.96
37	1.27	0.79	85	1.28	1.58
39	1.27	0.79	87	1.33	5.55
41	1.23	-2.38	89	1.36	7.93
43	1.16	-7.93	91	1.22	-3.17
45	1.21	-3.96	93	1.33	5.55
47	1.24	-1.58	95	1.43	13.49
水流量平均值m ³ /h			1.26		
最大负偏差%			-8.73		

故障处理后，测试#2发电机绝缘电阻（环境温度21°）均符合标准要求，发电机具备投运条件。具体数值如下：

测试项目	A相	B相	C相
汇水管/地绝缘	84kΩ		
绕组/汇水管电阻	246kΩ	450kΩ	3800kΩ
绕组/地绝缘R60/R15	1.76/3.25GΩ	1.97/4.29GΩ	2.05/4.39GΩ
吸收比	1.85	2.17	2.13
测试电压(V)	2500	2500	2500

5 故障原因分析及控制措施

5.1 原因分析

5.1.1 直接原因：#2发电机励端第4槽上层（两并联支路中的一分支）手包绝缘与A相一分支引线股线连接处过热烧熔，造成励侧定子绕组铁芯槽口、水电接头及绝缘引水管固定接头部位存在漏点，发电机A相定子绕组接地。

5.1.2 间接原因：哈电660MW发电机设备制造结构为发电机定子绕组股线两侧采用锡焊焊接连接方式，这种焊接连接方式非柔性连接，受机组调峰、单日负荷频繁变化影响，励端端部定子绕组振动加大，造成股线焊接部位开焊、发热^[5]。

5.2 控制措施

5.2.1 利用发电机大修机会，对发电机定子绕组做大电流试验，进一步判断发电机定子绕组股线连接异常情况，及时进行处理。

5.2.2 对发电机定子线棒进行更换改造，定子绕组连接方式采用Ω形状螺栓连接方式，规避设备家族性缺陷。

5.2.3 发电机检修不进行解体时，应根据发电机运行情况拆开端盖上窥视孔，检查发电机两端的部件情况。

5.2.4 检修前认真组织策划，检修项目保证不甩项、漏项，对发电机进行全面检查，并严格按照预防性试验规程开展试验。

5.2.5 当其他单位和同类机组发现问题后，及时进行针对性检查，提前发现并消除隐患，确保机组安全运行。

6 结束语

本文以汽轮发电机定子绕组接地故障为研究对象，通过故障分析揭示了直接原因（手包绝缘烧熔）与间接原因（锡焊非柔性连接），并提出系统性控制措施。随着风电、光伏等新能源发电不断发展，火电机组调峰运行已经成为常态化运行方式，电网系统对发电机的安全运行越来越高，掌握同类发电机组家族性缺陷，及时采取相关控制措施，保证发电机组安全运行，适应电力系统的发展需求，是火电机组发展不断研究的方向。

参考文献

[1]祖之弘.一起发电机定子接地故障分析[J].中国设备工程.2023,(05):46-47.

[2]戴学全.发电机定子线圈接地故障分析[J].华北电力技术.2004,(11):112-113.

[3]张新闻.一起600 MW发电机定子接地事故分析及处理[J].湖南电力.2007,(07):72-73.

[4]付海河.大型汽轮发电机主绝缘老化状态研究[J].科技创新与应用.2013,(03):33-34.

[5]张文明.深度调峰对燃煤汽轮发电机定转子影响分析[J].价值工程.2019,(23):161-164.