

2016 年版

火电企业安全性综合评价

(电气分册)

中国华电集团公司 编





中国华电集团公司
CHINA HUADIAN CORPORATION

2016 年版

火电企业安全性综合评价

(电气分册)

中国华电集团公司 编



中国电力出版社
CHINA ELECTRIC POWER PRESS

内 容 提 要

为贯彻落实国家安全生产最新法律法规,以及电力行业安全技术规范和系列标准,积极适应新工艺、新材料和新装备大量应用实际,中国华电集团公司对 2011 年发布的《发电企业安全性综合评价》(安全管理、劳动安全和作业环境,火电厂生产管理)组织修订完善。同时,结合安全生产标准化、安全诚信建设和隐患排查治理要求,对相关管理内容予以补充完善,并同步对扣分标准和查评依据进行了更新。

为方便培训和查评工作实际,本次修订将《火电企业安全性综合评价》(2016 年版)内容系统梳理,划分成为安全管理、劳动安全和作业环境,汽机,锅炉,环保,电气,热控,化学,燃料,燃机,供热共十个分册。

本分册为《火电企业安全性综合评价 电气分册》(2016 年版),全书分为电气一次、电气二次、诚信评价三部分。附录列出了引用标准清单,评价总分表,发现的主要问题、整改建议及分项评分结果,检查发现问题及整改措施,扣分项目整改结果统计表,专家复查结果表,标准修订建议记录表等。

本分册供中国华电集团公司所属火电企业安全性评价工作人员、各级安全生产管理及作业人员使用,也可供水电与新能源发电企业借鉴、参考。

图书在版编目(CIP)数据

火电企业安全性综合评价. 电气分册/中国华电集团公司编. —北京: 中国电力出版社, 2016.1 (2016.2 重印)

ISBN 978-7-5123-8888-8

I. ①火… II. ①中… III. ①火电厂—电气设备—安全评价—综合评价
IV. ①TM621.9

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2016) 第 017670 号

火电企业安全性综合评价 电气分册 (2016 年版)

中国电力出版社出版、发行

(北京市东城区北京站西街 19 号 100005 <http://www.cepp.sgcc.com.cn>)

北京九天众诚印刷有限公司印刷

各地新华书店经售

2016 年 1 月第一版

2016 年 2 月北京第二次印刷

印数 1501—3000 册

880 毫米×1230 毫米

横 16 开本

13.5 印张

454 千字

定价 36.00 元

敬告读者

本书封底贴有防伪标签,刮开涂层可查询真伪

本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换

版 权 专 有 翻 印 必 究

编 委 会

主 任 陈建华

副 主 任 刘传柱

委 员 邢世邦 谢 云 汪明波 郭爱国

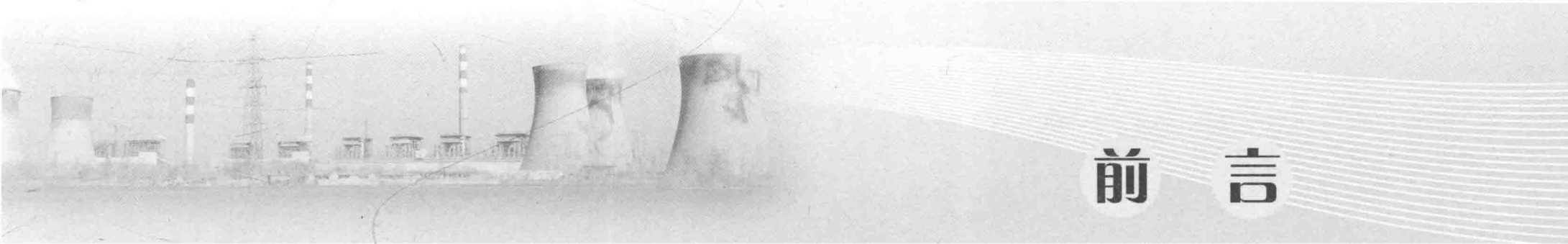
主 编 刘传柱

副 主 编 李庆林 闵聿华 温盛元 范允君 彭玉良

主要编写人员 苏江海 石少斌 于爱民 王士博

主要审核人员 段君寨 张 海 陈云高 李宪林 徐东升 张泽光 李长松 刘晓峰

李建宏 尤登明 赵军华 董玉海



前言

安全性综合评价工作是发电企业实施安全生产源头治理和提升本质安全水平的重要手段。中国华电集团公司始终坚持“安全第一，预防为主，综合治理”方针，将全面推进发电企业安全性综合评价作为风险预控的重要手段，充分借助这一有效载体，抓预防、重治本，夯实基础，规范管理，培育文化，推动公司系统安全整体水平不断提升。

当前，新的安全生产法律法规和国家、行业规范标准集中发布实施，发电生产中新技术、新材料、新工艺和新设备大量投入应用，原《发电企业安全性综合评价》（2011年版）已不能满足安全生产实际需求。为此，中国华电集团公司对原评价标准进行修编，形成《火电企业安全性综合评价》（2016年版）。

此次修编工作中，全面梳理了所依据的法律法规和国家、行业、集团标准规范，对原篇章、结构进行调整和优化，有机整合了发电企业安全生产标准化达标评级标准、安全生产隐患排查分级治理和诚信评价等内容。便于在安全性评价查评过程中，对照相关条款一并开展标准化查评工作；对发现的问题进行隐患分级，及时进行监控和整改；纳入诚信评价体系，推动企业各级安全生产诚信体系建设。

《火电企业安全性综合评价》（2016年版）按照专业划分、结集出版。整个系列分为安全管理、劳动安全和作业环境，汽机，锅炉，环保，电气，热控，化学，燃料，燃机，供热共十个分册，其查评依据对法律法规和国家、行业、集团标准的具体条款进行直接引用，便于查评人员查阅。扣分标准由原来的固定分值改为扣分范围。

此次修编过程中，全面贯彻了目标引导、规范管理、指标评价、流程控制的思路，对发电企业安全生产要素进行全面梳理和整合，是二级公司全面“做实”、基层企业有力“强基”的安全生产重要工具和定量标尺。各级企业应继续深化安全性评价工作，关注短板，持续改进，常抓常新，健全机制，努力建设本质安全型企业。

华电国际电力股份有限公司承担了本系列标准的主要编写工作，山东分公司、河南分公司、安徽分公司、河北分公司、湖南分公司、宁夏分公司、贵州分公司、莱州公司、淄博公司和灵武公司也提供了大力支持和帮助，在此一并表示感谢。

由于时间仓促和编者水平有限，疏漏之处在所难免，敬请广大读者批评指正。

中国华电集团公司
2015年12月6日

目 录

前言

一、电气一次	1
1 发电机及励磁系统	1
1.1 发电机及励磁系统设备状况	1
1.2 发电机及励磁系统运行管理	7
1.3 发电机及励磁系统技术管理	15
2 变压器(不含励磁变压器)和电抗器	23
2.1 变压器和电抗器设备状况	23
2.2 变压器和电抗器运行管理	32
2.3 变压器和电抗器技术管理	34
3 高低压配电装置	39
3.1 高低压配电装置设备状况	39
3.2 高低压配电装置运行管理	56
3.3 高低压配电装置技术管理	60
4 高压电动机、高压变频器及主要低压电机	71
4.1 高压电动机、高压变频器及主要低压电机状况	71
4.2 高压电动机、高压变频器及主要低压电机运行管理	75
4.3 高压电动机、高压变频器及主要低压电机技术管理	77
5 电缆及电缆用构筑物	78
5.1 电缆及电缆用构筑物设备状况	78
5.2 电缆及电缆用构筑物运行管理	82
5.3 电缆及电缆用构筑物技术管理	83
6 应急预案管理	83
6.1 应急预案管理制度	83

6.2 应急预案编制	84
6.3 应急预案评审	84
6.4 应急预案演练	84
6.5 应急预案演练评估、修订	85
二、电气二次	86
1 励磁调节系统	86
1.1 励磁系统状况	86
1.2 励磁系统运行管理	93
1.3 励磁系统技术管理	95
2 继电保护及自动装置	97
2.1 继电保护及自动装置状况	97
2.2 保护运行管理	106
2.3 继电保护技术管理	108
3 电测量与电能计量仪表	114
3.1 电测量与电能计量仪表状况	114
3.2 电测量与电能计量仪表运行管理	117
3.3 电测量与电能计量仪表技术管理	118
4 直流系统及 UPS 系统	120
4.1 直流系统及 UPS 系统的设备状况	120
4.2 直流系统及 UPS 系统运行管理	125
4.3 直流系统及 UPS 系统技术管理	130
5 远动设备及调度自动化	131
5.1 远动及调度自动化装置性能状况	131
5.2 远动设备及调度自动化运行管理	134
5.3 远动设备及调度自动化技术管理	136

6 通信设备	137
6.1 通信设备状况	137
6.2 通信设备运行管理	144
6.3 通信设备技术管理	145
三、诚信评价	148
附件一 《隐极同步发电机技术要求》(GB 7064—2008) 附录 E	149
附件二 《大型汽轮发电机励磁系统技术条件》(DL/T 843—2010) 5.27.2	150
附件三 《火力发电厂试验、修配设备及建筑面积配置导则》 (DL/T 5004—2010) 表 7.2.1	151
附件四 《电力变压器检修导则》(DL/T 573—2010) 11.2 表 35	153
附件五 《电力设备预防性试验规程》(DL/T 596—1996) 6.1 表 5	154
附件六 《电力设备预防性试验规程》(DL/T 596—1996) 20.1 表 48	160
附件七 《电气设备预防性试验规程》(DL/T 596—1996) 8.1.1 表 10	161

附件八 《继电保护和安全自动装置技术规程》(GB/T 14285—2006) 4, 5	164
附件九 《防止电力生产事故的二十五项重点要求》 (国能安全〔2014〕161号) 18	174
附录一 书中引用标准清单	179
附录二 火电企业电气专业安全评价总分表	183
附录三 火电企业电气专业安全评价发现的主要问题、整改建议 及分项评分结果	189
附录四 火电企业电气专业安全评价检查发现问题及整改措施	190
附录五 火电企业电气专业安全评价扣分项目整改结果统计表	191
附录六 火电企业电气专业安全评价专家复查结果表	192
附录七 火电企业电气专业安全评价标准修订建议记录表	203
修编说明	204

一、电气一次（总计 1000 分）

序号	评价项目	标准分	查证方法	扣分条款	扣分标准	扣分	查 评 依 据	标准化	隐患级别
1	发电机及励磁系统	315							
1.1	发电机及励磁系统设备状况	120							
1.1.1	发电机	80		评价期内出现因本查评项目原因的非计划停机，扣本项标准分					
1.1.1.1	定子绕组固定状况	10	查阅出厂资料、安装调试记录、检修文件包检修记录、试验报告、设备台账和现场查询等	①评价期内定子绕组端部线圈有松动、磨损现象；新机安装、投产 1 年后或大修时未进行端部紧固、磨损情况检查	3~5		《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（国能安全〔2014〕161 号） 10.1 200MW 及以上容量汽轮发电机安装、新投运 1 年后及每次大修时都应检查定子绕组端部的紧固、磨损情况。并按照《大型汽轮发电机绕组端部动态特性测量与评定》（DL/T 735—2000）标准进行端部线圈模态试验。模态试验结果为振型为椭圆、固有频率在 94Hz~115Hz 之间时为不合格	5.6.3.1	一般
				②200MW 及以上机组交接、大修、发电机受到冲击、更换线棒或定子线圈端部固定结构改变后未做定子绕组端部振型模态试验	3~5			5.6.3.1	一般
				③端部振型模态试验结果为振型为椭圆、固有频率在 94Hz~115Hz 之间，未进行处理	3~5			5.6.3.1	重大 II 级

续表

序号	评价项目	标准分	查证方法	扣分条款	扣分标准	扣分	查 评 依 据	标准化	隐患级别
1.1.1.2	定子绕组端部绝缘和手包绝缘	10	查阅出厂及安装调试记录、检修文件包检修记录、试验报告、设备台账	①定子绕组端部手包绝缘未进行施加直流电压测量（表面电位测量）或测量端部泄漏电流试验	3~5		1.《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（国能安全〔2014〕161号） 10.2.1 加强大型发电机环形引线、过渡引线、鼻部手包绝缘、引水管水接头等部位的绝缘检查，及时发现和处理设备缺陷。	5.6.3.1	一般
				②端部手包绝缘施加直流电压测量数据不合格，或与以前数据比较变化较大，原因分析不清，未处理的	3~5		2.《电力设备预防性试验规程》（DL/T 596—1996） 注：参照 5.1.1 表 1 的第 18 项对定子绕组端部手包绝缘施加直流电压测量，不合格的应及时消缺（制造厂家有规定时按制造厂规定执行）	5.6.3.1	一般
				③未进行防晕层试验检查工作	3~5		《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（国能安全〔2014〕161号） 10.2.4 大修时应按照《发电机定子绕组端部电晕与评定导则》（DL/T 298—2011）进行电晕检查试验，并根据试验结果指导防晕层检修工作	5.6.3.1	一般
1.1.1.3	定子铁芯端部固定	5	查阅检修记录、设备台账和现场查询等	存在局部松齿、铁芯片短路等未处理	3~5		《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（国能安全〔2014〕161号） 10.10 检修时对定子铁芯进行仔细检查，发现异常现象，如局部松齿、铁芯片短缺、外表面附着黑色油污等，应结合实际异常情况进行发电机定子铁芯故障诊断试验，或温升及铁损试验，检查铁芯片间绝缘有无短路以及铁芯发热情况，分析缺陷原因，并及时进行处理	5.6.3.1	一般
1.1.1.4	定、转子槽楔固定状况	5	查阅检修记录、设备台账和现场查询等	定、转子槽楔有松动情况未处理	3~5		《电气装置安装工程质量检验及评定规程 第 7 部分：旋转电机施工质量检验》（DL/T 5161.7—2002） 1.0.1 定子铁芯楔块检查，质量标准：无断裂、松动	5.6.3.1	一般

续表

序号	评价项目	标准分	查证方法	扣分条款	扣分标准	扣分	查 评 依 据	标准化	隐患级别
1.1.1.5	转子铁芯情况	5	查阅检修、试验记录和设备台账、厂家技术资料要求	铁芯存在松动、过热或断裂缺陷未处理	5		厂家技术资料要求, 检修规程要求	5.6.3.1	一般
1.1.1.6	护环、风扇、滑环和转子锻件等旋转部件	15	查阅金属探伤和检验报告	①交接时无厂家提供的金属检验合格证书或投运后大修时未进行护环、风扇金属探伤检查	5		1. 《火力发电厂金属技术监督规程》(DL/T 438—2009) 11.3 机组投运后第一次大修时, 根据机组情况应对如下部件 (或部位) 进行宏观和探伤检查, 以后检查周期为 5 万 h。 g) 发电机护环, 尤其是内表面; h) 发电机风扇叶。	5.6.3.1	一般
			查阅检修文件包检修记录、设备台账	②护环、风扇、滑环和转子锻件等旋转部件有腐蚀、裂纹、位移、过热等现象	5		2. 《防止电力生产事故的二十五项重点要求》(国能安全〔2014〕161 号) 10.8.1 发电机转子在运输、存放及大修期间应避免受潮和腐蚀。发电机大修时应对转子护环进行金属探伤和金相检查, 检出有裂纹或蚀坑应进行消缺处理, 必要时更换为 18Mn18Cr 材料的护环	5.6.3.1	一般
				③护环与铁芯轴向间隙与出厂及上次测量数据相比超过制造厂规定	5		《防止电力生产事故的二十五项重点要求》(国能安全〔2014〕161 号) 10.8.2 大修中测量护环与铁芯轴向间隙, 做好记录, 与出厂及上次测量数据比对, 以判断护环是否存在位移	5.6.3.1	一般
1.1.1.7	发电机转子直流电阻及接地情况	15	查阅运行记录、缺陷记录并现场检查等	①发电机转子绕组存在一点接地或匝间短路等缺陷	5		1. 《防止电力生产事故的二十五项重点要求》(国能安全〔2014〕161 号) 10.4.1 频繁调峰运行或运行时间达到 20 年的发电机, 或者运行中出现转子绕组匝间短路迹象的发电机 (如振动增加或与历史比较同等励磁电流时对应的有功和无功率下降明显), 或者在常规检修试验 (如交流阻抗或分包压降测量试验) 中认为可能有匝间短路的发电机, 应在检修时通过探测线圈波形法或 RSO 脉冲测试法等试验方法进行动态及静态匝间短路检	5.6.3.1	重大 II 级

续表

序号	评价项目	标准分	查证方法	扣分条款	扣分标准	扣分	查 评 依 据	标准化	隐患级别
1.1.1.7	发电机转子直流电阻及接地情况	15	查阅运行记录、缺陷记录并现场检查等	①发电机转子绕组存在一点接地或匝间短路缺陷	5		查试验,确认匝间短路的严重情况,以此制订安全运行条件及检修消缺计划,有条件的可加装转子绕组动态匝间短路在线监测装置。 2.《国家电网公司发电厂重大反事故措施》(国家电网生技〔2007〕883号) 11.4.2 已发现转子绕组匝间短路较严重的发电机应尽快消缺,以防转子、轴瓦磁化,差压阀失控造成严重漏氢、漏油	5.6.3.1	重大Ⅱ级
				②机组检修未进行励磁交、直流母线箱检查;投运前励磁绝缘有异常变化,未进行分析处理	5		《防止电力生产事故的二十五项重点要求》(国能安全〔2014〕161号) 10.11.2 机组检修期间要对交、直流励磁母线箱内进行清扫、连接设备检查,机组投运前励磁绝缘应无异常变化	5.6.3.1	一般
				③转子直流电阻在不同角度下直流电阻有变化超过规定值	5		《汽轮发电机运行规程》(国电发〔1999〕579号) 4.4.2 两班制调峰机组由于启动频繁,应加强检查。对已发现缺陷的发电机,应酌情缩减检修间隔	5.6.3.1	一般
1.1.1.8	发电机封闭母线	15	查阅检修记录和试验报告、运行记录,现场检查	①封闭母线的外壳接地不良或接地线截面不满足要求	5		《汽轮发电机运行规程》(国电发〔1999〕579号) 6.5 全连式离相封闭母线的外壳可采用一点接地或多点通过短路板接地。一点接地时在其中一处短路板上设置一可靠的接地点;多点接地时,可在每处但至少在其中一处短路板上设置一可靠的接地点;不连式离相封闭母线的外壳各段间必须有可靠的电气连接,其中至少有一段外壳应可靠接地	5.6.3.1	一般
				②封闭母线存在焊接不良、漏水;导体、导体接头及壳体等部位存在过热现象;封闭母线无监视接头温度的手段(DCS测点或指示表计);无防止结露、积水的措施	5		《汽轮发电机运行规程》(国电发〔1999〕579号) 3.6.2 封闭母线导体及外壳的运行温度不应超过制造厂的规定。制造厂无规定时按国标执行。 3.6.5 封闭母线应有防止结露、积水的措施	5.6.3.1	一般

续表

序号	评价项目	标准分	查证方法	扣分条款	扣分标准	扣分	查 评 依 据	标准化	隐患级别
1.1.1.8	发电机封闭母线	15	查阅检修记录和试验报告、运行记录, 现场检查	③发电机出线箱与封闭母线连接处未装设隔氢装置及漏氢监测装置	5		《汽轮发电机运行规程》(国电发〔1999〕579号) 3.6.4 为防止氢冷发电机的氢气漏入封闭母线, 在发电机出线箱与封闭母线连接处应装设隔氢装置, 并在适当地点设置排气孔。还应加装漏氢监测装置	5.6.3.1	重大 II 级
				④采用微正压方式运行的封闭母线密封性能不良, 每小时空气泄漏率超过容积的 6%或者微正压装置充气保压间隔小于 20min	5		1. 《汽轮发电机运行规程》(国电发〔1999〕579号) 6.9 微正压充气离相封闭母线的外壳内一般充 300Pa~2500Pa 压力的干燥净化空气, 其空气泄漏率每小时一般不能超过容积的 6%。 2. 《防止电力生产事故的二十五项重点要求》(国能安全〔2014〕161号) 10.14.2 机组运行时微正压装置根据气候条件(如北方冬季干燥)可以退出运行, 机组停运时投入微正压装置, 但必须保证输出的空气湿度满足在环境温度下不凝露	5.6.3.1	一般
1.1.2	交流励磁机励磁装置	20		评价期内出现因本查评项目原因的非计划停机, 扣本项标准分					
1.1.2.1	励磁机线圈、铁芯等的运行温度	5	查阅运行记录、缺陷记录并现场检查等	励磁机线圈、铁芯等的运行温度超过规定值	5		《隐极同步发电机技术要求》(GB/T 7064—2008) 附录 E 见附件一	5.6.3.1	一般
1.1.2.2	定子槽楔固定状况	5	查阅检修记录、设备台账和现场查询等	槽楔存在松动、发热、断裂	2~5		中国华电集团公司《发电企业生产典型事故预防措施》 16.4.1 对于定子绕组存在槽内松动、端部绑扎不紧, 以及引线固定不牢的电机, 均要及时进行加固处理	5.6.3.1	一般

续表

序号	评价项目	标准分	查证方法	扣分条款	扣分标准	扣分	查 评 依 据	标准化	隐患级别
1.1.2.3	定子铁芯情况	5	查阅检修、试验记录和设备台账	铁芯存在松动、过热或断裂缺陷	2~5		《防止电力生产事故的二十五项重点要求》(国能安全〔2014〕161号) 10.10 检修时应应对定子铁芯进行仔细检查,发现异常现象,如局部松齿、铁芯片短缺、外表面附着黑色油污等,应结合实际异常情况进行定子铁芯故障诊断试验,或温升及铁损试验,检查铁芯片间绝缘有无短路以及铁芯发热情况,分析缺陷原因,并及时进行处理	5.6.3.1	重大 II级
1.1.2.4	励磁调节装置整流元件及熔断器等	5	查阅交接、检修试验报告、缺陷记录等	①功率整流柜未配置快熔,冷却风机电源配置存在问题,工作异常;旋转整流励磁大修中未进行旋转二极管、快熔检查、检测	2~3		《大型汽轮发电机励磁系统技术条件》(DL/T 843—2010) 6.4.2 每个支路应有快速熔断器保护,快速熔断器动作特性应与被保护元件过流特性相匹配。 6.4.5 风冷式整流装置风机电源应为两路电源,工作电源故障时,备用电源自动投入;元器件检查按照设备厂家技术要求、检修规程执行	5.6.3.1	一般
			现场查看	②励磁装置各部件温升超标	2~3		《大型汽轮发电机励磁系统技术条件》(DL/T 843—2010) 5.27.2 其他部分温升限值(表2) 见附件二	5.6.3.1	一般
1.1.3	静止自并励励磁装置	20		评价期内出现因本查评项目原因的非计划停机,扣本项标准分					
1.1.3.1	励磁变压器	10	检查检修记录、运行记录,现场查看	①励磁变压器绕组存在过热情况;励磁变压器绕组温度未采取有效的监视手段;冷却风机未采用双路电源,不具备双路切换功能,不能有效控制温度	3~6		1.《大型汽轮发电机励磁系统技术条件》(DL/T 843—2010) 5.27.2 其他部分温升限值(表2) 见附件二 2.《防止电力生产事故的二十五项重点要求》(国能安全〔2014〕161号) 11.1.5 励磁变压器的绕组温度应具有有效的监视手段,并控制其温度在设备允许的范围之内	5.6.3.1	一般

续表

序号	评价项目	标准分	查证方法	扣分条款	扣分标准	扣分	查 评 依 据	标准化	隐患级别
1.1.3.1	励磁变压器	10	检查检修记录、运行记录, 现场查看	②励磁变压器未采用整流专用变压器	5		《大型汽轮发电机励磁系统技术条件》(DL/T 843—2010) 6.3.2 励磁变压器高压绕组与低压绕组之间应有静电屏蔽。 6.3.3 励磁变压器设计应充分考虑整流负荷电流分量中高次谐波所产生的热量	5.6.3.1	一般
1.1.3.2	灭磁开关、硅整流元件及快熔	10	查阅交接、检修试验报告、缺陷记录等	①灭磁开关未进行机构检查, 动作特性试验	5		《大型汽轮发电机励磁系统技术条件》(DL/T 843—2010) 6.8.5 磁场断路器在操作电压额定值的 80%应可靠合闸, 在 65%时应可靠分闸, 小于 30%时应不跳闸	5.6.3.1	一般
			查阅运行记录, 现场查看	②励磁装置部件温升有超标的情况	5		《大型汽轮发电机励磁系统技术条件》(DL/T 843—2010) 5.27.2 其他部分温升限值 (表 2) 见附件二	5.6.3.1	一般
1.2	发电机及励磁系统运行管理	110							
1.2.1	发电机	80							
1.2.1.1	发电机运行温度参数	15	查阅发电机的定子线棒、内冷水、冷却气体、铁芯、集电环和与绕组接触的其他部件、冷却器冷却水等的运行温度记录、检修记录、缺陷记录, 以及现场检查等	①确认测温元件无误后, 定子线棒温度 (或温差)、定子绕组出水温度 (或温差) 或全氢冷发电机定子线棒出口风温差任一项超过规定允许值, 未进行分析并采取措施的	2~5		1.《隐极同步发电机技术要求》(GB/T 7064—2008) 4.31.2 运行时, 对每根线棒有一个出水支路的同层各水路相同的水接头检温计 (或层间埋置检温计) 温差大于 8K 时要仔细检查, 当温差大于 12K 或水接头出水温度或槽内检温计超过 90℃应立即减负荷并待机处理。 2.《防止电力生产事故的二十五项重点要求》(国能安全〔2014〕161 号) 10.3.1.7 按照《汽轮发电机运行导则》(DL/T 1164—2012) 要求, 加强监视发电机各部位温度, 当发电机 (绕组、铁芯、冷却介质) 的温度、温升、温差与正常值有较大的偏差时, 应立即分析、查找原因。温度测点的安装必须严格执行规范, 要有防止感应电影响温度测量的措施, 防止温度跳变、显示误差。对	5.6.3.1	重大 II 级

续表

序号	评价项目	标准分	查证方法	扣分条款	扣分标准	扣分	查 评 依 据	标准化	隐患级别
1.2.1.1	发电机运行温度参数	15	查阅发电机的定子线棒、内冷水、冷却气体、铁芯、集电环和与绕组接触的其他部件、冷却器冷却水等的运行温度记录、检修记录、缺陷记录, 以及现场检查等	①确认测温元件无误后, 定子线棒温度(或温差)、定子绕组出水温度(或温差)或全氢冷发电机定子线棒出口风温差任一项超过规定允许值, 未进行分析并采取措施的	2~5		于水氢冷定子线棒层间测温元件的温差达 8℃或定子线棒引水管同层出水温差达 8℃报警时, 应检查定子三相电流是否平衡, 定子绕组水路流量与压力是否异常, 如果发电机的过热是由于内冷水中断或内冷水量减少引起, 则应立即恢复供水。当定子线棒温差达 14℃或定子引水管出水温差达 12℃, 或任一定子槽内层间测温元件温度超过 90℃或出水温度超过 85℃时, 应立即降低负荷, 在确认测温元件无误后, 为避免发生重大事故, 应立即停机, 进行反冲洗及有关检查处理		重大 II 级
				②定子内冷水进水温度低于氢气冷风温度的	2		《隐极同步发电机技术要求》(GB/T 7064—2008) 6.3.5 功率为 200MW 及以上的电机, 一般应对入口水温进行自动调节。定子绕组用水直接冷却的电机, 其入口水温应不低于进风温度, 以防绕组表面结露	5.6.3.1	一般
				③发电机的内冷水、冷却气体、铁芯、集电环和与绕组接触的其他部件、冷却器冷却水等的运行温度任一项超过规定允许值	2~5		《隐极同步发电机技术要求》(GB/T 7064—2008) 5.4.2 进水温度 33℃时冷却空气温度不应超过 40℃。 附录 E 见附件一	5.6.3.1	一般
				④测温元件指示不准	2~5		《防止电力生产事故的二十五项重点要求》(国能安全〔2014〕161号) 10.3.1.7 按照《汽轮发电机运行导则》(DL/T 1164—2012)要求, 加强监视发电机各部位温度, 当发电机(绕组、铁芯、冷却介质)的温度、温升、温差与正常值有较大的偏差时, 应立即分析、查找原因。温度测点的安装必须严格执行规范, 要有防止感应电影响温度测量的措施, 防止温度跳变、显示误差	5.6.3.1	一般

续表

序号	评价项目	标准分	查证方法	扣分条款	扣分标准	扣分	查 评 依 据	标准化	隐患级别
1.2.1.1	发电机运行温度参数	15	查阅发电机的定子线棒、内冷水、冷却气体、铁芯、集电环和与绕组接触的其他部件、冷却器冷却水等的运行温度记录、检修记录、缺陷记录, 以及现场检查等	⑤碳刷运行不正常, 存在冒火、跳动、电流分布严重不均衡、超温等问题, 未进行分析并采取具体措施的; 滑环椭圆度不符合制造厂标准, 存在超标情况	2~5		《汽轮发电机运行规程》(国电发〔1999〕579号) 5.3.6 集电环(滑环)表面应无变色、过热现象, 其温度应不大于 120℃。对励磁电流大的发电机, 电刷数目多, 尤其应注意其发热现象	5.6.3.1	一般
1.2.1.2	发电机运行电气参数	5	查阅发电机定子电压、定子电流、负序电流、转子电压、转子电流、频率、功率因数运行记录, 以及现场检查等	发电机定子电压、定子电流、转子电压、转子电流、频率、功率因数任一项超出规定值; 负序电流监测无专用表计、未接入 DCS 或指示失常(含对应关系不正常)	3~5		1. 《汽轮发电机运行规程》(国电发〔1999〕579号) 4.3.2 发电机连续运行的最高允许电压应遵守制造厂的规定, 但最高不得大于额定值的 110%, 发电机最低运行电压应根据稳定运行的要求来确定, 但不应低于额定值的 90%。 4.3.3 当发电机的电压下降到低于额定值的 95% 时, 定子电流长时期允许的数值, 仍不得超过额定值的 105%。 4.3.4 发电机应能在额定功率因数、频率变化不超过 $\pm 5\text{Hz}$ 时, 按额定容量运行, 当电压和频率同时变化时连续输出的功率按制造厂的规定执行。 2. 《发电机、汽轮机事故汇报会议纪要》(能源部安保安〔1992〕74号) (四)100MW 及以上发电机组应装设发电机负序电流表(包括 I_2^2t 的测量)	5.6.3.1	一般

续表

序号	评价项目	标准分	查证方法	扣分条款	扣分标准	扣分	查 评 依 据	标准化	隐患级别
1.2.1.3	氢冷发电机组氢气品质	15	查阅氢冷发电机组氢压、漏氢量、氢纯度、氢气湿度运行记录、运行规程和现场查看	①发电机氢压存在低于厂家规定值运行的情况	2~5		《汽轮发电机运行规程》(国电发〔1999〕579号) 8.4.1 氢冷系统正常运行时,应符合下列要求: a) 发电机内氢压应达额定值	5.6.3.1	一般
				②油系统、主油箱内、内冷水箱内等处的含氢气体量超过1%时,未停机查漏处理;未安装测量内冷水漏氢量的装置	2~5		《汽轮发电机运行规程》(国电发〔1999〕579号) 8.7.10 当发电机组轴承油系统或主油箱内氢气体积含量超过1%时,应停机找漏。 11.5.2 内冷水系统含氢(体积含量)超过2%应加强对发电机的监视,超过10%应立即停机消缺。内冷水系统中漏氢量达到0.3m ³ /d时应在计划停机时安排消缺,漏氢量大于5m ³ /d时应立即停机处理	5.6.3.1	重大Ⅱ级
				③未配置对机内氢气进行有效循环除湿的干燥器,或干燥器不能正常运行	3~5		《汽轮发电机运行规程》(国电发〔1999〕579号) 11.2.2.1 按照《氢冷发电机氢气湿度技术要求》(DL/T 651—1998)的要求,严格控制氢冷发电机氢气湿度。在氢气湿度超标情况下,禁止发电机长时间运行。应确保氢气干燥器处于良好工作状态,在发电机停机时仍可继续除湿	5.6.3.1	一般
			查阅每日补氢量运行记录、氢气纯度检测记录、湿度及上次检修气密试验记录	④发电机补氢量超标	3~5		《汽轮发电机运行规程》(国电发〔1999〕579号) 4.3.2 发电机整套氢冷系统在转子静止(包括盘车)时,给定状态(0.1013MPa, 20℃)每昼夜最大允许空气泄漏量 ΔV_A : 在氢气压力 $P_N \geq 0.5$ 时为4.7; $0.5 > P_N \geq 0.4$ 时为4.2; $0.4 > P_N \geq 0.3$ 时为3.8; $0.3 > P_N \geq 0.2$ 时为2.0; $0.2 > P_N \geq 0.1$ 时为1.3; $P_N < 0.1$ 时为1.1。 4.3.3 对于进口的大型汽轮发电机,氢冷系统在额定氢压下每昼夜的氢气泄漏量 ΔV_A 应符合厂家要求	5.6.3.1	一般