

咨询电话：400-6213-027



FS600MW 火力发电机组

运行规程

武汉世纪华胜科技有限公司

温馨提示：感谢您使用武汉华胜公司软件！在您使用本软件之前，请认真阅读本文。本软件不会影响您的计算机硬件和其他软件运行，请放心使用！

目 录

1 主机技术规范	- 1 -
1.1 汽轮机技术规范.....	- 1 -
1.2 锅炉技术规范.....	- 3 -
1.3 发电机技术规范.....	- 10 -
2 机组主保护及主要控制逻辑	- 15 -
2.1 汽机主保护及汽机 DEH 控制逻辑.....	- 15 -
2.2 锅炉主保护及锅炉主要控制逻辑.....	- 24 -
2.3 电气主保护.....	- 27 -
3 机组启动与停止	- 28 -
3.1 机组启动规定及说明.....	- 28 -
3.2 机组冷态启动.....	- 29 -
3.3 温态、热态、极热态启动.....	- 43 -
3.4 机组停运.....	- 45 -
3.5 停机后的保养.....	- 50 -
4 机组正常运行调整及维护	- 52 -
4.1 机组正常运行调整及维护通则.....	- 52 -
4.2 机组运行方式及切换.....	- 53 -
4.3 锅炉锅炉运行调整.....	- 53 -
4.4 汽机正常运行维护.....	- 57 -
4.5 发变组运行监视.....	- 61 -
4.6 机组日常巡视和检查.....	- 63 -
4.7 季节性防护措施.....	- 64 -
4.8 设备定期轮换及试验.....	- 64 -
5 机组事故处理规程	- 90 -
5.1 事故处理通则.....	- 90 -
5.2 主设备公用部分事故处理.....	- 90 -
5.3 汽机典型事故处理.....	- 105 -
5.4 锅炉典型事故处理.....	- 112 -
5.5 电气典型事故处理.....	- 118 -
6 注意事项和软件常见故障排除	- 126 -
7 客户服务	- 127 -
附录 1 仿真培训教室设计示意图	- 128 -
附录 2 华胜公司产品与技术.....	- 129 -

公司简介

武汉世纪华胜科技有限公司位于湖北省武汉市东湖新技术开发区“光谷·芯中心”科技园，是专业从事电力系统自动化控制、高压电气设备检测、继电保护和自动装置技术产品研究、生产和销售的新兴明星公司，获“武汉市高新技术企业”【证书编号：GR201842001192】荣誉称号。

公司目前拥有 FS 系列发电厂、变电站仿真培训系统、0.1Hz 超低频高压发生器、高压电气设备测试仪器仪表及电力系统自动化等几十个产品。公司全面实行现代化管理制度，严格执行 ISO9001 质量管理体系，多项产品和技术具有自主知识产权或发明专利，多次获得相关部门荣誉称号，产品和技术水平已处于国内先进水平。

优秀的人才和完善的管理是华胜公司发展的基础。华胜公司凝聚了一批长期从事电力系统自动化技术和高电压技术的专业人才；公司还利用优越地理位置，与武汉大学、华中科技大学、武汉高压研究院等单位密切合作。通过人力资源的优化，技术资源的积累，设备资源的扩充，华胜公司已具备强有力的技术开发和生产加工能力。

华胜公司时刻注视世界电力技术的发展方向，密切关注国内外业内知名企业的产品和技术，重视与各企业的联系，创造多种方式与之合作，共谋发展。

华胜公司与华中科技大学、武汉大学、长沙理工大学、中国石油大学等高校和科研机构合作，进一步完善了发电厂和变电站仿真培训系统、中小水电站微机监控系统和水库大坝地理监控系统……

“服务用户、奉献社会，超越创新、实现自我”是华胜公司的价值观，也是华胜公司的经营理念。

“品质磐如石，承诺硬如金”是华胜品牌的质量宣言，也是华胜公司立足市场的根基。

“一切为了用户”，为用户提供更为“安全、可靠、经济”的产品和服务是华胜公司的最终目标。

华胜公司愿与您合作，奉献社会，共同发展！

1 主机技术规范

1.1 汽轮机技术规范

1.1.1 主机设备规范

型号	N600-24.2/566/566	
型式	超临界、一次中间再热、冲动式、单轴三缸、四排汽、凝汽式汽轮机	
制造厂	东方汽轮机厂	
铭牌额定功率 (TRL)	600MW	
最大连续功率 (TMCR)	639.108 MW	
最大功率(VWO 工况)	669.222	
额定转速	3000r/min	
旋转方向	从机头向发电机看为逆时针方向	
主蒸汽压力/温度 (主汽阀前)	24.2MPa(a)/566℃	
再热蒸汽压力/温度 (中联阀前)	4.047MPa(a)/566℃	
额定主蒸汽流量 (THA)	1726.7t/h	
最大蒸汽流量 (VWO)	1960t/h	
额定平均排汽背压 (THA)	6.5kPa (a)	
额定给水温度 (THA)	283.4℃	
末级动叶高度	1016mm	
设计最高冷却水温	33℃	
配汽方式	喷嘴复合调节 (单阀全周进汽/顺序阀部分进汽)	
回热系统	三台高压加热器、一台除氧器、四台低压加热器	
性能保证工况热耗	7613kJ/kW.h	
通流级数	高压缸	一个调节级和七个压力级
	中压缸	六个压力级
	低压缸	七个压力级共二十八列(2×2×7)
高压主汽门行程	预启阀 3.2±0.8mm	
	总行程 165.1±3mm	
高压调阀行程	预启阀 5~5.1mm	
	总行程 82.55±3mm (实际工作行程 50.8±3mm, 因不便于测量, 以测量限位行程 82.55±3mm 代替)	
中压主汽门行程	预启阀 15.4±0.1mm	
	总行程 220.1±3mm	
高压调阀行程	预启阀 30.6±0.1mm	
	总行程 208.4±1.5mm	

1.1.2 转子技术规范

轴段名称	一阶临界转速 (r/min)	二阶临界转速 (r/min)

	设计值(轴系)	设计值(单轴)	设计值(轴系)	设计值(单轴)
高中压转子	1692	1650	>4000	>4000
低压转子 A	1724	1670	>4000	>4000
低压转子 B	1743	1697	>4000	>4000
发电机转子	/	982	/	2671
轴系扭振频	轴系扭振频率 f1	轴系扭振频率 f2	轴系扭振频率 f3	轴系扭振频率 f4
	13.3Hz	24.9 Hz	29.9 Hz	113.2 Hz
脆性转化温度 (FATT)	高中压转子		低压转子	
	≤100℃		≤-6.6℃	
转子型式	高中压转子		低压转子	
	无中心孔、带叶轮的整锻转子, 并带有整锻联轴节		无中心孔、带叶轮的整锻转子, 并带有整锻联轴节	

1.1.3 主要热力参数

运行工况	单位	THA 工况	TRL 工况	TMCR 工况	VWO 工况
功率	MW	600	600	639.108	669.222
主蒸汽压力	MPa(a)	24.2	24.2	24.2	24.2
主蒸汽温度	℃	566	566	566	566
主蒸汽流量	t/h	1726.7	1857	1857	1960
再热蒸汽压力	MPa(a)	4.047	4.287	4.322	4.539
再热蒸汽温度	℃	566	566	566	566
再热蒸汽流量	t/h	1420.788	1510.12	1519.402	1597.593
平均排汽压力	kPa(a)	6.5	11.8	6.5	6.5
排汽流量	t/h	993.646	1047.145	1054.485	1101.559
补给水率	%	0	3	0	0
给水温度	℃	283.4	287.7	288.1	291.6
热耗值	kJ/kW.h	7613	7969	7579	7561
汽耗值	kg/kW.h	2.880	3.095	2.906	291.6

1.1.4 汽轮机 THA 工况下调节级和各级抽汽参数

抽汽级	流量 t/h	压力 MPa(a)	温度℃	备注
调节级后	1724.356	16.629	510.9	
第一级	116.861	6.79	372.5	至#1 高加
第二级	143.752	4.497	317.2	至#2 高加

第三级	68.473	2.161	468.5	至#3 高加
第四级	87.884	1.081	366.9	至除氧器
第四级	96.334	1.081	366.9	至小汽轮机
第五级	46.28	0.367	233.2	至#5 低加
第六级	44.847	0.199	167.3	至#6 低加
第七级	44.343	0.10	102.9	至#7 低加
第八级	70.656	0.045	79.0	至#8 低加

1.2 锅炉技术规范

1) 仿真电厂 600MW 超临界机组锅炉为东方-日立锅炉厂采用日本 BHK 公司技术制造的国产超临界参数复合变压直流本生型锅炉，锅炉型号 DG1900/25.4-II2 型

2) 锅炉本体采用Π型布置，一次中间再热、单炉膛、尾部双烟道结构，固态排渣，全钢构架，全悬吊结构，平衡通风、露天布置、前后墙对冲燃烧方式，采用内置式启动分离系统。

3) 燃烧器采用 BHK 技术设计的低 NO_x 旋流式煤粉燃烧器 (HT-NR3), 组织对冲燃烧，满足燃烧稳定、高效、可靠、低 NO_x 的要求。共设有 36 只机械雾化点火油枪和 12 只蒸汽雾化式启动油枪，F 磨配有等离子点火装置。油点火采用二级点火，先用高能点火器点燃点火油枪，然后由点火油枪点燃启动油枪或煤粉。

4) 锅炉的设计煤种甘肃华亭烟煤和陕西黄陵烟煤 2: 1 混煤。锅炉点火用油为 0 号轻柴油。

1.2.1 主要设计参数

负 荷 项 目	单位	BMCR	TMCR	BRL	THA	高加切除
1.蒸汽及水流量						
过热器出口	t/h	1960.0	1866.0	1866.0	1726.7	1503.98
再热器出口	t/h	1601.0	1529.48	1520.19	1422.54	1460.19
省煤器进口	t/h	1960.0	1866.0	1866.0	1726.7	1503.98
过热器一级喷水	t/h	78.4	74.6	74.6	69.1	60.2
过热器二级喷水	t/h	78.4	74.6	74.6	69.1	60.2
再热器喷水	t/h	0	0	0	0	0
2.蒸汽及水压力/压降						
过热器出口压力	Mpa	25.5	25.38	25.38	25.21	24.97
一级过热器(低过)压降	Mpa	0.183	0.169	0.169	0.145	0.111
二级过热器(屏过)压降	Mpa	0.412	0.378	0.378	0.330	0.257
三级过热器(高过)压降	Mpa	0.326	0.299	0.299	0.261	0.205
过热器总压降	Mpa	0.921	0.847	0.847	0.737	0.573
再热器进口压力	MPa	4.96	4.74	4.71	4.42	4.61
一级再热器(低再)压降	MPa	0.088	0.084	0.084	0.078	0.080
二级再热器(高再)压降	MPa	0.102	0.098	0.099	0.093	0.094
再热器出口压力	MPa	4.77	4.56	4.53	4.25	4.44
顶棚和包墙压降	MPa	0.755	0.700	0.699	0.613	0.482

负 荷 项 目	单位	BMCR	TMCR	BRL	THA	高加切除
启动分离器压降	MPa	0.289	0.268	0.268	0.236	0.187
启动分离器压力	MPa	27.465	27.195	27.194	26.796	26.212
水冷壁压降	MPa	1.404	1.296	1.297	1.137	0.836
省煤器压降(不含位差)	MPa	0.021	0.019	0.019	0.017	0.010
省煤器重位压降	MPa	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
省煤器进口压力	MPa	28.97	28.59	28.59	28.03	27.14
3.蒸汽和水的温度						
三级过热器(高过)出口	℃	571	571	571	571	571
二级过热器(屏过)出口	℃	527	526	527	527	518
一级过热器(低过)出口	℃	445	443	444	442	426
过热汽温度左右偏差	℃	<5	<5	<5	<5	<5
再热器进口	℃	328	323	322	316	325
一级再热器(低再)出口	℃	480	481	480	481	482
二级再热器(高再)出口	℃	569	569	569	569	569
再热汽温度左右偏差	℃	<5	<5	<5	<5	<5
过热器减温水	℃	322	318	318	311	243
再热器减温水	℃	188	186	184	183	187
4.烟气流量						
炉膛出口	t/h	2331.1	2240.2	2240.3	2102.82	2162.7
三级过热器(高过)出口	t/h	2331.1	2240.2	2240.3	2102.82	2162.7
二级再热器(高再)出口	t/h	2349.7	2258.1	2258.2	2119.6	2180.0
省煤器出口	t/h	2349.7	2258.1	2258.2	2119.6	2180.0
前烟井(挡板调温)	t/h	1004.3	1025.4	1013.9	1040.9	992.1
后烟井(挡板调温)	t/h	1345.5	1232.7	1244.3	1078.7	1187.9
空气预热器进口	t/h	2349.7	2258.1	2258.2	2119.6	2180.0
空气预热器出口	t/h	2487.1	2392.8	2392.4	2252.0	2309.3
空气预热器出口烟气含尘量	g/Nm ³	15.10	15.08	15.08	15.04	15.09
空气预热器出口烟气含尘浓度(O ₂ =6%计)	mg/Nm ³	13207	13207	13207	13209	13207
5.风烟侧压降及烟气压力						
空气预热器一次风压降	KPa	0.39	0.36	0.36	0.34	0.44
空气预热器二次风压降	KPa	0.71	0.65	0.65	0.56	0.65
燃烧器一次风侧阻力	KPa	1.15	1.10	1.10	1.05	1.05
燃烧器二次风侧阻力	KPa	2.00	1.90	1.85	1.60	1.70
炉膛设计压力	KPa	±5.8	±5.8	±5.8	±5.8	±5.8
炉膛可承受压力	KPa	±8.7	±8.7	±8.7	±8.7	±8.7
炉膛出口压力	KPa	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.1
省煤器出口压力	KPa	-1.523	-1.494	-1.494	-1.444	-1.504

负 荷 项 目	单位	BMCR	TMCR	BRL	THA	高加切除
空气预热器压降	KPa	0.909	0.847	0.847	0.76	0.76
炉膛到空气预热器出口压降	KPa	2.332	2.241	2.241	2.104	2.164
6.其它						
总燃料消耗量(实际)	t/h	239.77	230.42	230.43	216.29	222.46
输入热量	GJ/h	5517.5	5282.7	5277.6	4941.1	5319.7
计算燃料消耗量	t/h	238.10	228.81	228.82	214.78	220.90
一次风率	%	22.90	23.54	23.53	24.60	24.12
二次风率	%	77.1	76.46	76.47	75.4	75.88
炉膛出口过剩空气系数	/	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
省煤器出口	/	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15
理论空气量	Nm ³ /Kg	5.995	5.995	5.995	5.995	5.995
炉膛断面热负荷	MW/m ²	4.47	4.28	4.28	4.01	4.31
炉膛容积热负荷	kW/m ³	81.94	78.45	78.38	73.38	79.00
燃烧器区域壁面热负荷	kW/m ²	1.68	1.60	1.60	1.50	1.62
炉膛辐射受热面热负荷	MW/m ²	217.56	208.31	208.10	194.83	209.76
环境大气温度	℃	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9
NOX 排放浓度(O ₂ =6%计)	mg/Nm ³	400				

1.2.2 各段烟气温度

负 荷 项 目	单位	BMCR	TMCR	BRL	THA	高 加 切除
炉膛出口	℃	987	974	974	954	960
屏式过热器进口	℃	1369	1356	1354	1333	1335
屏式过热器出口	℃	1118	1105	1104	1083	1088
末级过热器进口	℃	1118	1105	1104	1083	1088
末级过热器出口	℃	996	983	983	963	968
水冷管束进口	℃	987	974	974	954	960
水冷管束出口	℃	983	971	970	950	955
高温再热器进口	℃	971	958	958	937	943
高温再热器出口	℃	880	868	868	850	856
前包吊挂进口	℃	867	855	855	838	843
前包吊挂出口	℃	863	851	851	834	839
前包后排管束进口	℃	863	851	851	834	839
前包后排管束出口	℃	859	848	848	830	836
低温再热器垂直段进口	℃	843	832	832	814	820

负 荷 项 目	单 位	BMCR	TMCR	BRL	THA	高 加 切除
低温再热器垂直段出口	℃	810	799	799	782	788
低温再热器水平段进口 1	℃	796	785	785	766	773
低温再热器水平段出口 1	℃	607	602	601	594	595
低温再热器水平段进口 2	℃	598	593	592	585	586
低温再热器水平段出口 2	℃	477	474	473	469	471
低温再热器水平段进口 3	℃	473	471	469	467	468
低温再热器水平段出口 3	℃	406	403	402	399	402
中隔墙吊挂管进口 1	℃	776	765	765	749	754
中隔墙吊挂管出口 1	℃	772	762	761	746	751
中隔墙吊挂管进口 2	℃	772	762	761	746	751
中隔墙吊挂管出口 2	℃	769	758	758	742	748
低温过热器垂直段进口	℃	761	751	751	735	740
低温过热器垂直段出口	℃	740	730	730	715	719
低温过热器水平进口	℃	705	693	693	675	681
低温过热器水平出口	℃	582	573	573	559	558
省煤器进口 1	℃	576	567	567	552	552
省煤器出口 1	℃	424	417	417	403	367
省煤器进口 2	℃	423	416	416	402	366
省煤器出口 2	℃	355	348	347	337	277
空预器进口	℃	376	372	372	367	333
空预器出口(未修正)	℃	129	127	127	126	113
空预器出口(修正)	℃	123	122	121	119	109

1.2.3 各段工质温度(蒸汽)

负 荷 项 目	单 位	BMCR	TMCR	BRL	THA	高 加 切除
屏式过热器进口	℃	434	433	433	431	416
屏式过热器出口	℃	527	526	527	527	518
末级过热器进口	℃	506	506	506	506	494
末级过热器出口	℃	571	571	571	571	571
高温再热器进口	℃	480	481	480	481	482
高温再热器出口	℃	569	569	569	569	569
低温再热器垂直段进口	℃	446	446	445	447	447
低温再热器垂直段出口	℃	480	481	480	481	482
低温再热器水平段进口 1	℃	380	378	378	376	380
低温再热器水平段出口 1	℃	446	446	445	447	447
低温再热器水平段进口 2	℃	345	342	341	337	344
低温再热器水平段出口 2	℃	380	378	378	376	380

负 荷 项 目	单位	BMCR	TMCR	BRL	THA	高 加 切除
低温再热器水平段进口 3	℃	328	323	322	316	325
低温再热器水平段出口 3	℃	345	342	341	337	344
低温过热器垂直段进口	℃	439	438	438	436	421
低温过热器垂直段出口	℃	445	443	444	442	426
低温过热器水平进口	℃	423	423	423	422	407
低温过热器水平出口	℃	439	438	438	436	421
省煤器进口 1	℃	299	296	296	291	207
省煤器出口 1	℃	322	318	318	311	243
省煤器进口 2	℃	289	286	286	281	189
省煤器出口 2	℃	299	296	296	291	207

1.2.4 锅炉热效率

负 荷 项 目	单位	BMCR	TMCR	BRL	THA	高 加 切除
干烟气热损失	%	4.60	4.54	4.53	4.47	3.95
氢燃烧生成水热损失	%	0.26	0.26	0.26	0.25	0.22
燃料中水份引起的热损失	%	0.12	0.12	0.12	0.12	0.11
空气中水份引起的热损失	%	0.07	0.07	0.07	0.07	0.06
未燃烬碳热损失	%	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70
辐射及对流散热热损失	%	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
不可计热损失	%	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
总损失	%	6.22	6.16	6.15	6.08	5.51
热效率(按 ASME PTC4.1 计算,高位发热值)	%	89.69	89.76	89.76	89.83	90.38
计算热效率(按低位发热量计算)	%	93.77	93.85	93.85	93.92	94.50
制造厂裕度	%	-	-	0.40	-	-
保证热效率(20℃进风温度)	%	-	-	93.45	-	-

1.2.5 各段烟速

负 荷 项 目	单位	BMCR	TMCR	BRL	THA	高 加 切除
末级过热器	m/s	8.5	7.9	7.9	7.3	7.6
水冷管束	m/s	9.8	9.4	9.4	8.5	8.8
高温再热器	m/s	9.8	9.1	9.1	8.5	8.8
前包吊挂	m/s	10.1	9.4	9.4	8.8	9.1
前包后接管束	m/s	9.8	9.1	9.1	8.5	8.8
低温再热器垂直段	m/s	8.9	8.6	8.6	8.0	8.3
低温再热器水平段 1	m/s	7.3	7.4	7.4	7.7	7.2
低温再热器水平段 2	m/s	6.8	7.0	6.8	7.1	6.6

负 荷 项 目	单位	BMCR	TMCR	BRL	THA	高 加 切除
低温再热器水平段 3	m/s	6.2	6.2	6.2	6.5	6.0
中隔墙吊挂管 1	m/s	5.8	5.5	5.5	5.2	5.2
中隔墙吊挂管 2	m/s	5.5	5.2	5.2	4.9	5.2
低温过热器垂直段	m/s	4.8	4.5	4.5	4.2	4.5
低温过热器水平段	m/s	7.9	7.0	7.3	6.1	6.8
省煤器 1	m/s	7.1	6.4	6.4	5.3	5.7
省煤器 2	m/s	6.3	5.6	5.8	4.9	4.9

1.2.6 空预器参数

负 荷 项 目	单位	BMCR	TMCR	BRL	THA	高加切除
空气流量						
一次风入口风量	Kg/h	443867	432727	433813	416310	475904
一次风出口风量(含旁路冷风)	Kg/h	461000	455000	455000	446000	450000
二次风入口风量	Kg/h	1662751	1585752	1585752	1469298	1606844
二次风出口风量	Kg/h	1631000	1554000	1554000	1438000	1576000
一次风漏到烟气	Kg/h	96615	94801	95254	93894	92986
一次风漏到二次风	Kg/h	9072	8165	8165	7257	5443
二次风漏到烟气	Kg/h	40823	39916	39916	38555	36287
一次热风再循环风量	Kg/h	/	/	/	/	/
二次热风再循环风量	Kg/h	0	0	0	0	2026000
一次风旁路冷风量	Kg/h	122820	125239	124606	130841	72526
漏风率(计算)	%	5.85	5.97	5.99	6.25	5.93
一次漏风率(计算)	%	23.8	23.8	23.8	24.3	20.7
空气温度						
一次风入口风温	℃	27	26	25	25	20
一次风出口风温(混合前/后)	℃	322/245	321/241	321/241	319/235	278/238
二次风入口风温	℃	20	19	19	18	35
二次风出口风温	℃	335	332	332	330	293

1.2.7 锅炉水容积

状态	省煤器	分离器/储水罐	水冷壁	过热器	再热器	合计
水压试验时	136	20	67	155	317	695

正常运行时	136	/	20	/	/	156
-------	-----	---	----	---	---	-----

1.2.8 煤质

项 目	单 位	设计煤种	校核煤种
元素分析(收到基)			
碳 Car	%	60.32	53.19
氢 Har	%	3.12	2.99
氧 Oar	%	7.47	4.39
氮 Nar	%	0.72	0.73
硫 Sar	%	1.62	2.13
灰分 Aar	%	13.42	26.89
水分 War	%	13.33	9.68
低位发热量 Qar.net.p	kJ/kg	22750	20390
可磨度 (HGI)	/	56	82
工业分析(收到基)			
干燥无灰基挥发份	%	36.04	24.13
固定碳	%	47.67	47.8
全水份	%	13.33	9.68
固有水份	%	6.24	0.99
灰分析			
SiO ₂	%	45.37	56.87
Al ₂ O ₃	%	20.32	30.93
Fe ₂ O ₃	%	8.47	3.89
CaO	%	8.8	2.98
MgO	%	3.72	1.06
TiO ₂	%	2.28	1.04
SO ₃	%	5.28	2.07
Na ₂ O	%	1.27	0.19
K ₂ O	%	0.74	0.45
P ₂ O ₅	%	0.71	0.20
其它	%	3.04	0.32
灰熔点			
变形温度 DT	°C	1245	1215
软化温度 ST	°C	1280	1250
熔化温度 FT	°C	1330	1280

1.2.9 点火及助燃用油：#0 轻柴油

项 目	数 据
-----	-----

运动粘度 (20℃)	3.0~8.0 mm ² /s
实际胶质	<70mg/100ml
酸度	<10mgKOH/100ml
硫含量	<0.2%
水份	痕迹
机械杂质	无
凝固点	<0℃
闭口闪点	不低于 65℃
低位发热值 Qar.net	42521kJ/kg

1.2.10 煤粉燃烧器（设计煤种，BMCR 工况）

项目	单 位	数 据
炉膛出口过剩空气系数	/	1.14
燃烧器区域过剩空气系数（设计值）	/	0.8
燃烧器区域过剩空气系数（推荐范围）	/	0.75-0.9(由燃烧调整确定)
总一次风量（含密封风）	Kg/s	135.1
总二次风量（含燃尽风）	Kg/s	455
燃尽风量	Kg/s	176
燃烧器投运层的二次风风量（单层）	Kg/s	55.8
二次风压力值（风箱内）	Kpa	1.65
一次风压力值	Kpa	1.15
二次风温	℃	335
一次风温	℃	77
运行煤耗量	Kg/s	66.6
实际燃烧器数量	只	30

1.3 发电机技术规范

1.3.1 发电机基本规范

序号	名称	单位	规范
1	发电机型号	QFSN-600-2-22C	
2	额定容量 SN	MVA	667
3	额定功率 PN	MW	600
4	最大连续输出功率 GMCR	MW	655.2
5	额定功率因数 cos φ N		0.9（滞后）
6	定子额定电压 UN	kV	22
7	定子额定电流 IN	A	17495
8	额定频率 fN	Hz	50

序号	名称	单位	规范
9	额定转速 nN	r/min	3000
10	额定励磁电压 UfN	V	400.1
11	额定励磁电流 IfN	A	4387.4
12	空载励磁电压	V	153
13	空载励磁电流	A	1798.4
14	短路比 SCR		≥0.58
15	超瞬变电抗 Xd''(保证值)		≥0.18
16	稳态负序电流 I2	%	≥10
17	暂态负序电流 I_{2r}^2		≥10
18	相数		3
19	定子线圈接线方式		YY
20	出线端子数目		6
21	满载效率 η	%	≥98.9
22	冷却方式		水氢氢
23	环境温度	°C	5~40
24	绝缘等级		F
25	额定氢压	MPa(g)	0.414
26	最高氢压	MPa(g)	0.45
27	发电机漏氢量	Nm ³ /24h	≤12
28	励磁方式		自并激静止可控硅励磁
29	强励顶值电压倍数		≥2
30	强励电压响应比	倍/s	≥2
31	允许强励时间	s	20
32	发电机噪音（距机座 1m 处，高度 1.2m）	dB (A)	≤85
33	制造厂家	东方电机厂	

1.3.2 发电机主要设计数据(计算值)

定子线负荷 (A/cm)	1782.75
短路比	0.6034
定子每相直流电阻(15°C) (Ω)	0.0015
转子绕组直流电阻(15°C) (Ω)	0.067715

项目	饱和值 (%)	非饱和值 (%)
纵轴同步电抗(Xd)	189.29	189.29
横轴同步电抗(Xq)	189.29	189.29
横轴瞬变电抗(Xq')	24.21	27.51
纵轴超瞬变电抗(Xd')	18.26	19.85

横轴超瞬变电抗(X_q'')	18.26	19.85
负序电抗(X_2)	20.45	22.23
零序电抗(X_0)	8.81	9.27

定子每相电容 (μF)	0.2
转子线圈电感 (H)	0.5209
定子开路转子绕组时间常数(T_{d0})	8.446s
定子三相短路瞬变分量时间常数(T_{d3}')	1.0805s
定子二相短路瞬变分量时间常数(T_{d2}')	1.7987s
定子单相短路瞬变分量时间常数(T_{d1}')	2.0669s
定子三相, 二相或单相短路电流超瞬变分量时间常数 (T_d'')	0.135s
定子三相, 二相短路电流非周期分量时间常数 (T_{a3})	0.25415s
定子单相短路非周期分量时间常数 (T_{a1})	0.20597s
灭磁时间常数	3.357s
转子机械惯性时间常数	1.562s

项目	3 相	相-相	相-中性点
超瞬变电流初始值(有效值)	6.16	5.04	4.10
瞬变电流初始值	4.75	4.46	3.73
非周期分量电流初始值	8.13	6.64	5.41
短路电流有效值的初始值	10.2	8.34	6.79
短路电流幅值的初始值	16.84	13.77	11.2
稳定短路电流	1.492	2.332	3.876

定子二相短路最大电磁力矩	1542.31t.m (7.12 倍 MN) 2
转动惯量 WR_2	9750 (kg.m ²)
飞轮转矩 GD	39.0 (t.m ²)
发电机转子热伸缩量	8.7 (mm)
定子绕组突然短路电流标么值 (基值为 17495A):	

1.3.3 发电机绝缘等级及温度限值

定子绕组绝缘等级	F
转子绕组绝缘等级	F
定子铁芯绝缘等级	F
定子绕组出水温度 ($^{\circ}C$)	≤ 85
定子绕组温度 ($^{\circ}C$)	≤ 120
定子绕组温度差 (最高-最低)	≤ 12
转子绕组温度 ($^{\circ}C$)	≤ 115
定子铁芯温度 ($^{\circ}C$)	≤ 120
定子端部结构件温度 ($^{\circ}C$)	≤ 120

集电环温度 (°C)	≤120
轴瓦温度 (°C)	≤90
轴承和油封回油温度 (°C)	≤70

1.3.4 冷却介质

1) 氢气

纯度	≥96%
露点 (°C)	-14~-2.5
冷氢温度 (°C)	35~46
热氢温度 (°C)	≤65

2) 定子绕组冷却水

进水温度 (°C)	40~50
水量 (t/h)	91.5 (含定子出线水量 3t/h)
进水压力 (MPa)	0.1~0.2
导电率(20°C) (μ S/cm)	≤0.5~1.5
酸碱度(PH)	7~8
硬度 (μ mol/L)	≤2
氨	允许微量

3) 氢气冷却器冷却水

氢气冷却器个数	4
氢气冷却器进水温度 (°C)	20~38
氢气冷却器出水温度 (°C)	≤45
水量 (t/h)	4×105
水压降 (MPa)	0.023

4) 轴承润滑油

发电机轴承润滑油量 (L/min)	2×533.5
稳定轴承油量 (L/min)	25
进油压力 (MPa)	0.05 ~0.10
进油温度 (°C)	35~45
出油温度 (°C)	≤70

5) 密封油

进油温度 (°C)	35~45
油量 (L/min)	2×90
出油温度 (°C)	≤70
额定进油压力 (MPa)	0.464±0.02

充氢容积 (m ³)	90
定子绕组(含出线)充水容积 (m ³)	0.5

1.3.5 发电机主要尺寸及重量

定子铁芯外径 Da (mm)	2625
定子铁芯内径 Di (mm)	1312
定子铁芯长度 Li (mm)	6731
气隙 δ (单边) (mm)	94
定子槽数	42
并联支路数	2
定子重量 (最大起吊件) (t)	310
定子运输重量 (t)	250
定子运输尺寸 (mm)	9140×3820×3850
端盖运输重量(两只端盖) (t)	27.4
端盖运输尺寸(单只) (mm)	3800×3800×1400
转子重量 (t)	67.5
转子外径 D2 (mm)	1124
转子本体有效长度 L2 (mm)	6909
转子槽数	32
轴颈直径(汽端/励端) (mm)	533.8/482.6
转子运输尺寸 (mm)	14300×1900×2000
转子运输重量 (t)	76
发电机重(未含工具) (t)	465
发电机长 (mm)	14804.3(从汽端法兰至隔音罩后壁)

2 机组主保护及主要控制逻辑

2.1 汽机主保护及汽机 DEH 控制逻辑

2.1.1 汽机主保护功能

1) 汽机调速保安系统设置有四个高压调节阀油动机，二个高压主汽阀油动机，二个中压主汽阀油动机，二个中压调节阀油动机。

2) 机械遮断保安系统由危急遮断器、危急遮断装置、危急遮断装置连杆、手动停机机构、机械遮断隔离阀、复位电磁阀 1YV、喷油电磁阀 2YV、喷油试验隔离阀 4YV、机械停机电磁铁(3YV)和导油环等组成。主要完成如下功能: 1、实现机组挂闸，建立高压安全油。2、遮断功能。低压保安系统设置有低压电气遮断(通过机械停机电磁铁 3YV)、机械危急遮断(通过飞环)及手动遮断(通过手动停机机构就地打闸)三种冗余的遮断手段。

3) ETS 保护动作使高压遮断电磁阀(5YV、6YV、7YV、8YV)失电，直接泄掉高压安全油，快速关闭所有调门、主汽门。同时导致所有调门、主汽门的遮断电磁阀带电动作，关闭所有调门、主汽门保证安全，作为冗余设置。它还导致机械停机电磁铁动作(3YV 带电)，作为保安冗余设置。

4) 超速保护分为电超速和机械超速保护。电超速保护分为 DEH 电超速保护和 TSI 电超速保护。机械超速保护转速达到 110%~111%额定转速时，危急遮断器的飞环在离心力的作用下迅速击出，打击撑钩使撑钩脱扣，通过连杆使遮断隔离阀组的机械遮断阀动作，泄掉高压安全油，从而使主汽阀、调节阀迅速关闭。

5) 高压遮断组件正常情况下，四只电磁阀全部带电(110VDC)，各油动机卸荷阀处于关闭状态。汽机遮断时，四只电磁阀将全部失电，泄掉高压安全油，快关各阀门。如下图所示，高压安全油压 P1 维持在 11.2±0.2MPa 运行，经节流孔 J1 后，压力 P2 维持在 6.0MPa 左右。运行中可进行在线试验时，5YV 或 7YV 动作，使 P2 逐渐上升至 11.2 MPa，压力开关 PS4 动作(上升至 7.8 MPa 闭合，正常运行时断开)，送出 5YV 或 7YV 动作反馈指示信号；6YV 或 8YV 动作，使 P2 逐渐下降至 0MPa，压力开关 PS5 复位(下降至 3.9MPa 断开复位，正常运行时闭合。)，送出 6YV 或 8YV 动作反馈指示信号。

2.1.2 ETS 保护系统

2.1.2.1 ETS 保护系统设有专门的 PLC 柜，共设有 23 个遮断口和两个备用遮断口，保护功能可在 ETS 保护的 PLC 柜上投切，并在 PLC 柜上显示该保护投切信号和动作信号。PLC 柜发出跳闸指令后，送信号至 DEH 继电器柜关闭各汽门，同时给出 SOE 信号至 DCS，经过 DCS 判断后给出动作首显。

2.1.2.2 润滑油压低遮断器由 8 只压力开关、3 只压力变送器、3 个节流孔和 3 个试验电磁阀及附件组成。

- 1) PSA1 检测油涡轮的驱动油压，当油压降至 1.205MPa 时联启交流润滑油泵(TOP)。
- 2) PSA2 检测主油泵的进油压力，当油压降至 0.07MPa 时联启交流启动油泵(MSP)。
- 3) PSA3 检测润滑油母管油压，当油压降至 0.105MPa 时联启直流润滑油泵(EOP)。
- 4) PSA4 检测润滑油母管油压，当油压降至 0.115MPa 时发出润滑油压低报警信号，同时联启交流润滑油泵(TOP)。
- 5) PSA5 检测润滑油母管油压，当油压降至 0.07MPa 时联停盘车。
- 6) PSA6、PSA7、PSA8 检测润滑油母管油压，当油压降至 0.07MPa 时信号送至 ETS 保护的 PLC 柜，经三取二逻辑处理后遮断汽机。
- 7) 压力变送器 PT1、PT2、PT3 分别检测主油泵出口油压、润滑油压及升压泵出油压力。
- 8) 通过三个节流孔和三个电磁阀可分别实现交流润滑油泵(TOP)、交流启动油泵(MSP)、直流润滑油泵(EOP)在线联动试验。

2.1.2.3 低真空遮断器由压力开关 PSB1、PSB2、PSB3、PSB4、PSB5、PSB6、PSB7、PSB8 组成，信号直接输入至 ETS 保护 PLC 柜。

1) 凝结器 A 背压升至 19.7kPa 时，压力开关 PSB1 动作；当凝结器 B 背压升至 19.7kPa 时 PSB5 动作。

2) 当凝结器 A 背压下降至 19.7kPa 时，压力开关 PSB1 动作 ETS 记忆复位，即凝结器 A 侧低真空保护起作用，凝结器 A 背压再出现 25.3 kPa 以上时，压力开关 PSB2、PSB3、PSB4 三取二遮断汽轮机；当凝结器 B 背压下降至 19.7kPa 时，压力开关 PSB5 动作 ETS 记忆复位，即凝结器 B 侧低真空保护起作用，凝结器 B 背压再出现 25.3 kPa 以上时，压力开关 PSB6、PSB7、PSB8 三取二遮断汽轮机。即低真空保护功能在背压下降到 19.7kPa 开始起作用，主汽门关闭后 RS 触发器复位解除保护功能。

2.1.2.4 EH 油压低遮断。压力开关 PSC4（降至 9.2 MPa 动作）对油压偏离正常值时提供报警信号。压力开关 PSC1、PSC2、PSC3 信号直接送至 ETS 保护 PLC 柜，EH 油压降至 7.8 MPa 时三取二逻辑动作，遮断停机（包括小汽轮机）。泵出口的压力开关 PSC5、PSC6（降至 9.2 MPa 动作），提供自动启动备用泵的开关信号，20YV、21YV 用于运行中 EH 油泵联动试验。

2.1.2.5 TPS 硬件保护：TPS 由三块 TPS02 模件组成，直接通过 DEH 出口继电器使高压遮断模块（5YV、6YV、7YV、8YV）动作，泄掉高压安全油，快速关闭各汽阀，同时反馈动作信号至 ETS 保护的 PLC 柜，PLC 柜发出“DEH 跳闸”信号，通过 SOE 信号至 DCS，DCS 作出首显“DEH 跳闸”。动作条件（或门）：

1) 两个转速通道故障或转速设定值与实际转速差大于 500rpm 时，产生转速系统故障信号，它将切除超速限制保护功能（OPC），若机组未并网，则遮断汽轮机。（当三块转速测量通道中任一路转速卡件故障，或当转速设定值大于 200rpm 时转速测量品质差，则该转速通道故障；当三块转速测量通道中任一路在转速设定值大于 200rpm 时与三者之中值之差大于 10rpm，该转速通道故障。单个通道故障时，在显示屏上显示故障通道号。）

2) DEH 超速（DEH 测速探头三取二检测到机组转速达到 110% 额定转速，即 3300rpm）

3) DEH 失电。（24V，48V，110V，220V 失电）

2.1.2.6 低压缸 A 排汽温度高停机、低压缸 B 排汽温度高停机通过各自三个温度开关信号直接送给 ETS 保护 PLC 柜，通过 PLC 三取二逻辑判断后，发出 ETS 保护信号，通过 DEH 遮断汽轮机。

2.1.2.7 TSI 超速 110%、轴向位移大停机、高中压胀差大停机、低压胀差大停机、和机组轴振大停机信号由 TSI 直接送给 ETS 保护 PLC 柜，ETS 保护动作后遮断汽轮机。

2.1.2.8 手动停机、高压旁路阀故障停机、高压/低压旁路阀故障停机、主蒸汽温度低停机、定冷水出口温度高停机、发电机断水停机、高压缸排汽口金属温度高停机、推力轴承温度高停机和支撑轴承温度高停机均通过 DCS 经过处理后输出开关量信号至 ETS 保护 PLC 柜，ETS 保护动作后遮断汽轮机。

2.1.2.9 锅炉 MFT 动作停机和发变组保护动作停机信号通过硬接线送给 ETS 保护 PLC 柜，ETS 保护动作后遮断汽轮机。

2.1.2.10 ETS 界面设置复位按钮，首次复位动作条件，第二次复位动作首显，也可在 PLC 柜上复位。ETS 保护动作后为防停机电磁阀长期带电过热损坏，需及时复归保护动作条件。

2.1.3 ETS 保护动作首显及动作条件如下：

1) 手动停机（同时按下操作台上的两个远方停机按钮）

2) 润滑油压低停机（ $\leq 0.07\text{MPa}$ ，开关量三取二）

3) EH 油压低停机（ $\leq 7.8\text{Mpa}$ ，开关量三取二）

4) 凝结器 A 真空低停机（有凝结器 A 背压下降到 19.7 kPa 记忆后，出现凝结器 A 背压 $\geq 25.3\text{kPa}$ ，开关量三取二）

- 5) 凝结器 B 真空低停机 (有凝结器 B 背压下降到 19.7 kPa 记忆后, 出现凝结器 B 背压 ≥ 25.3 kPa, 开关量三取二)
- 6) 汽机超速停机 (TSI 电超速保护, TSI 测速探头检测 3300rpm 三取二, TSI 直接进 PLC 柜)
- 7) 轴向位移大停机 (+1.2 或 -1.65mm 时动作, TSI 直接进 PLC 柜)
- 8) 低压缸 A 排汽温度高停机 (107°C, 开关量三取二)
- 9) 低压缸 B 排汽温度高停机 (107°C, 开关量三取二)
- 10) DEH 跳闸停机 (软件逻辑、或门; 硬件保护动作触发“DEH 跳闸首出”原因为: DEH 失电, DEH 出口跳闸继电器动作、TPS 超速):
 - 1、未并网时转速系统故障;
 - 2、DEH 超速 3300rpm 三取二;
 - 3、阀门校验转速超过 100r/m;
 - 4、ATR 方式下运行来 ATR 跳闸指令;
 - 5、手动打闸。
- 11) 高中压胀差大停机 ($\geq +11.6$ 或 ≤ -6.6 mm, TSI 直接进 PLC 柜)
- 12) 低压胀差大停机 ($\geq +30$ 或 ≤ -8 mm, TSI 直接进 PLC 柜)
- 13) 高压旁路阀故障停机 (高中压缸联合启动方式下高压旁路阀未全关)
- 14) 高压/低压旁路阀故障停机 (与门: 负荷 $\geq 50\%$ 额定负荷, 高压旁路全关, 低压旁路阀开度 $\geq 50\%$)
- 15) 主蒸汽温度低停机 (或门, 条件满足延时 2 秒动作, 来自 DEH)
 - 1、20% 额定负荷 \leq 负荷 $\leq 50\%$ 额定负荷, 主汽阀前主汽温有 $\geq 490^\circ\text{C}$ 的记忆后, 出现主汽温 $\leq 490^\circ\text{C}$ 且出现主汽温 $\leq 460^\circ\text{C}$ 。
 - 2、负荷 $\geq 50\%$ 额定负荷, 出现主汽阀前主汽温 $\leq 474^\circ\text{C}$ 。
- 16) 定冷水出口温度高停机 (定冷水出口温度高于 78°C , 一个开关量与一个模拟量二取二逻辑, 延时 5 秒动作。同时输出“热工保护”信号至电气, 导致电气“程序跳闸、灭磁、切换厂用电”。)
- 17) 发电机断水停机 (定冷水流量 $\leq 63\text{m}^3/\text{h}$ 三取二, 延时 30 秒动作, 同时发信号至电气, 导致电气保护“程序跳闸”。详见电气保护部分。)
- 18) 高压缸排汽口金属温度高停机 ($\geq 460^\circ\text{C}$, 共有四个测点 1、2、3、4, 其中“测点 1 高或测点 2 高”与“测点 3 高或测点 4 高”, 来自 DEH)
- 19) 推力轴承温度高停机 ($\geq 110^\circ\text{C}$ 动作, 8 个测点或逻辑, 动作后信号维持 2 秒脉冲。)
- 20) 支持轴承温度高停机 (#1~6 轴承任一轴瓦温 $\geq 121^\circ\text{C}$ 或 #7、8 轴承任一轴瓦温 $\geq 105^\circ\text{C}$)
- 21) 机组轴振大停机 (任一轴承 X 或 Y 向“轴振过大” ($\geq 250\mu\text{m}$), 且存在此轴承外其他任一轴承 X 或 Y 向“轴振大报警” ($\geq 125\mu\text{m}$), 延时 3 秒动作。)
- 22) MFT 停机
- 23) 发变组保护动作停机 (发变组保护出口包括: 全停一、全停二、切换至全停、程序跳闸)

2.1.4 ETS 保护动作后联跳设备

- 1) 高压遮断电磁阀 (5YV、6YV、7YV、8YV) 失电, 停机电磁铁 (3YV) 带电, 各阀门的遮断电磁阀 (9YV、10YV、12YV、13YV、14YV、15YV、16YV、17YV、19YV、22YV) 带电, 高中压主汽阀、调速汽阀关闭;
- 2) 各段抽汽逆止门、电动门关闭;
- 3) 高压排汽逆止门关闭;
- 4) BDV 阀、VV 阀开启;
- 5) 联启交流润滑油泵 (联锁投入时);
- 6) 汽机防进水疏水阀开启 (联锁投入时);
- 7) 通过逆功率联跳发电机;
- 8) 15% 额定负荷及以上, 旁路全关时, 联跳 MFT 动作。

2.1.5 汽机 DEH 控制逻辑

本厂#6、7 机 DEH 逻辑系统使用 INFI-90 控制软件，系统软件包含以下三部分：1、用于过程控制 BRC-100 的软件；2、操作员站显示系统中的应用软件；3、组态工具软件。

2.1.5.1 控制系统主要功能：

- 1) 自动挂闸。
- 2) 自动整定伺服系统静态关系。
- 3) 启动前的控制和启动方式；
- 4) 自动判断汽机热状态。
- 5) 转速控制：设置目标转速、设置升速率、过临界自动改变生速率、摩擦检查、暖机（通常为 1500r/min、3000r/min）、3000r/min 定速。
- 6) 负荷控制：1、并网带初负荷；2、升负荷：设置目标负荷、设置升负荷率、暖机；3、主汽压力控制；4、负荷控制；5、一次调频；6、CCS 控制；7、高、低负荷限制；8、阀位限制；9、主汽压力限制（TPC）。
- 7) 超速保护（包括超速限制 OPC、电超速遮断保护 110%、机械超速保护 110—111%）。
- 8) 在线试验：1、喷油试验；2、机械超速试验、电超速试验；3、阀门活动试验；4、高压遮断电磁阀在线试验；5、阀门严密性试验。
- 9) 自动/手动方式之间的切换（操作员自动 OA 和 DEH 手动之间）。
- 10) ATC 热应力控制。

2.1.5.2 控制系统主要功能介绍。

1) 挂闸。危急遮断器采用飞环式结构。高压安全油与油箱回油由危急遮断装置的杠杆进行控制。汽轮机已挂闸为危急遮断装置的各杠杆复位，高压安全油与油箱的回油口被切断，压力开关 PS1、PS2、PS3 复位发出讯息，高压保安油压建立。高压安全油管上接有三个压力开关 PS1、PS2、PS3，当高压安全油压降低至 3.9 MPa 时三取二逻辑动作，表征汽轮机确已遮断的反馈。当这三个压力开关复位，表征安全油压已建立，作为挂闸成功的反馈。

1、挂闸允许条件：A、汽轮机已跳闸；B、所有主汽阀全关。当有“停机”和“所有主汽阀关”信号，即允许挂闸。

2、挂闸操作。进入“自动控制”画面，按下“远方挂闸”键，在操作面板上选择“ONE”，按执行键。DEH 接收到挂闸指令后，继电器带电闭合，使挂闸电磁阀 1YV 带电导通，低压润滑油进入危急遮断装置，推动杠杆移动，位置接点 ZS1 断开，ZS2 接通，机械遮断隔离阀将高压安全油与至油箱的回油隔断，PS1、PS2、PS3 复位发讯，高压安全油油压建立，1YV 失电，ZS1 闭合，使“远方挂闸”状态显示变为“是”，此时为汽轮机挂闸状态，即挂闸成功。

2) 阀门校验

1、阀门校验的目的在于使油动机在整个全行程上均能被电液伺服阀控制（右侧高压主汽阀、4 个高压调阀、2 个中压调阀）。阀位给定信号与油动机升程的关系为：阀位给定 0—100% 对应油动机升程 0—100%。

注意：必须确认主汽阀前无蒸汽，以免整定时，汽轮机失控。整定期间，转速大于 100r/min 时，机组自动打闸，关闭各汽门。在启动前，阀门校验条件为：1、汽轮机已挂闸；2、所有汽阀全关。

2、阀门校验分所有阀一起校验和单阀校验。在汽轮机启动前，可同时对 7 个油动机快速地进行校验，以减少阀门校验时间。进入操作员站“汽机阀门校验”画面，按“校验所有阀门”，选择“所有阀门校验”，按“校验零位”键，则为零位检测。按“进行/保持”键，选择“进行”，校验开始。校验时，“汽机阀门校验”画面上“正在校验”状态显示闪烁，同时进行校验的 7 个油动机开度有光柱显示。若想暂停校验，可按“进行/保持”键，选择“保持”。

3、DEH 接收到油动机整定指令后，全开、全关油动机，并记录 LVDT 在两极端位置的值，自动修正零位、幅度，使给定、升程满足上述关系。为保证上述关系有良好的线性，可先进行 LVDT 零位校正，给定值为 50%，移动 LVDT 的安装位置，使油动机行程为 50% 即可。

3) 启动前的控制。

1、DEH 自动判断汽机热状态。高中压联合启动时，DEH 自动根据汽轮机调节级处高压

内缸壁温的高低判断机组热状态。中压缸启动时，DEH 自动根据中压内缸壁温的高低判断机组热状态。DEH 自动判断机组启动前状态的依据为：以上内壁壁温判断，若上内壁壁温测点坏，以下内壁壁温判断。

2、高压调节阀室阀壳预热。汽轮机冲转前，可以选择对高压调节阀阀壳预热。当高压调节阀阀壳预热功能投入时，右侧高压主汽阀微开至 21%，可同时对 4 个高压调节阀阀壳进行预热。

4) 选择启动方式。汽轮机启动方式有二种：中压缸启动、高中压缸联合启动。

1、旁路投自动时，DEH 默认的启动方式为中压缸启动，在机组已挂闸但未冲转前，也可通过操作员站选择高中压缸联合启动方式。但旁路故障未投自动时 DEH 默认高中压缸联合启动方式，且不能选择中压缸启动启动方式。

2、DEH 默认的启动方式为中压缸启动。挂闸后，进入“自动控制”画面，选择“启动方式”按下，在操作面板上选择“ZERO”，按执行键，“启动方式”键中显示为红色“高中压”，DEH 处于高中压缸联合启动方式。若处于高中压缸联合启动方式下，需切换为中压缸启动时，须旁路投自动。“运行”命令执行后，不能再次选择启动方式，只有汽机打闸后才可能重新选择。

5) 升速过程中的转速控制。

1、在汽轮发电机组并网前，DEH 为转速闭环无差调节系统。其设定值为给定转速。给定转速与实际转速之差，经 PID 调节器运算后，通过伺服系统控制油动机开度，使实际转速跟随给定转速变化。

2、转速控制器计算产生阀门的流量指令，该指令通过阀门流量曲线分配以产生每一 CV 及 ICV 的开度指令。高压缸启动时，中压调门在总阀位指令 20% 接近全开，依靠高调门进行转速调节。

3、若选择“正暖”运行方式，机组转速在 400 转以下时，CV 阀微开，进行升速过程中的转速控制。当转速达到 400 转时，CV 阀开度锁定不变，由 ICV 阀继续升速。中速暖机结束后，“正暖”不切除，高调门继续保持微开。直到并列后加负荷时，当蒸汽流量指令（阀位总指令）20% 时，“正暖”自动切除，VV 阀关闭，高压排汽逆止门开启。（#7 机组逻辑见启动过程中）

4、中压缸启动时，若不选择“正暖”运行方式，则高调门不开启，仅开启中压调门，为标准的中压缸启动方式。直到并列后加负荷时，中调门开度约 90% 时，高调门逐渐开启时，即切缸过程，VV 阀关闭，高压排汽逆止门开启。

5、在给定目标转速后，给定转速自动以设定的升速率向目标转速逼近。当进入临界转速区时，自动将升速率改为 300r/min/min。（如操作员设定速率大于 300r/min/min 则以操作员设定速率为准）。

6、目标转速设定。除操作员可通过操作员站设置目标转速外，在下列情况下，DEH 自动设置目标转速：

- A、汽机刚挂闸时，目标为当前转速；
- B、发变组出口开关跳闸或刚断开时，目标为 3000r/min；
- C、汽机已跳闸，目标为零；
- D、目标超过上限时，将其改为 3060 或 3360r/min；
- E、ATC 自启动方式下，目标由 ATC 来自动给定；

F、目标错误地设在临界区内时，将其改为临界转速下限值。当前轴系临界转速区域暂设定为 910r/min~1120 r/min 和 1540r/min~1950 r/min（在工程师站可根据实际情况进行修改。）

7、升速率设定。操作员设定，速率在(0~500)r/min/min。操作员未设定的情况下，冷态启动时速率为 100r/min/min，温态启动时速率为 150r/min/min，热态、极热态启动时速率为 300r/min/min。自启动方式下，速率由 ATC 软件选择得出。在临界转速区内，速率自动设定为 300r/min/min。若在升速过程中，需暂时停止升速，可进行如下操作：

- A、不在 ATC 方式时，操作员发“保持”指令；
- B、在 ATC 方式下时，退出 ATC 方式后发保持指令；
- C、在临界转速区内时，保持指令无效，只能修改目标转速。

8、摩擦检查。当实际转速在 200r/min 时，操作“摩擦检查”按钮，关闭所有的调门，汽机转速逐渐下降，进行摩擦检查，完后再设定相应的升速率及目标转速，机组重新升速。

9、发电机假并网试验。3000rpm 定速时，汽轮机转速稳定在 3000±2r/min 上，各系统进

行并网前检查。此时可发电机做假并网试验，以检查自动同期系统的可靠性及调整的准确性。在试验期间，发电机电网侧的隔离开关断开发出假并网试验信号。与正常情况一样同期系统通过 DEH、发电机励磁系统改变发电机频率和电压。当满足同期条件时，发变组出口开关闭合。由于隔离开关是断开的，实际上发电机并未并网。故在假并网试验期间，DEH 接收到假并网试验信号，在发变组出口开关闭合时，并不判定为发电机并网。这样可防止由于并网加初负荷，而引起转速升高。

10、自动准同期并列。机组并网前，当 DEH 接收到同期装置发来的“同期投入”信号时，根据同期装置的“同期增”、“同期减”信号自动调整汽机转速，这就是“外同期”方式。当同期条件均满足时，发变组出口开关才可合闸。

6) 升负荷过程中的控制。

1、并网带初负荷。

当同期条件均满足时，发变组出口开关合闸，DEH 立即增加给定值，使发电机带上 5% 的初负荷，以避免出现逆功率。

2、目标负荷设定。除操作员可通过操作员站设置目标负荷外，在下列情况下，DEH 将自动设置目标负荷：

- A、负荷控制刚投入时，目标为当前负荷值(MW)；
- B、主汽压力控制刚投入时，目标为当前主汽压力(MPa)；
- C、发电机刚并网时，目标为初负荷给定值(%)；
- D、手动状态，目标为阀门总流量指令(%)；
- E、反馈刚切除时，目标为阀门总流量指令(%)；
- F、汽机跳闸时，目标为零；
- G、CCS 控制方式下（即遥控投入），目标为 CCS 给定(%)；
- H、目标太大时，自动改为上限值 640MW。

3、升负荷率设定。

A、操作员设定时，负荷率在 0~100MW/min 范围内；ATC 自启动方式下，负荷率由 ATC 选择得出；若目标以百分比表示时，则升负荷率也相应用百分比形式。

B、升负荷过程中若需暂停升负荷，可进行如下操作：不在 CCS 方式时，操作员发“保持”指令；在 CCS 方式下时，退出 CCS 方式后发保持指令。

4、“定一滑一定”复合滑压运行方式下降负荷。

A、在高低压旁路阀全关后，锅炉增加燃烧，高压调节阀维持 90% 额定值。随着蒸汽参数的增加负荷逐渐增大。在滑压升负荷期间，不投负荷控制或主汽压力控制。

B、若需暖机，应由燃烧控制系统维持燃烧水平，来保持负荷不变，否则应投负荷控制或主汽压力控制，通过调节阀的节流作用，来保持负荷不变。

C、定一滑一定曲线的主汽压低压定值为 8.73MPa（热态启动或极热态启动为 10.0 MPa），负荷区间为 30% 额定负荷（180MW）及以下；主汽压高压定值为 24.2MPa，负荷区间为 90% 额定负荷（540MW）及以上；滑压负荷区间为 30% 额定负荷（180MW）~90% 额定负荷（540MW）。

5、DEH 的主汽压力控制回路。

主汽压力控制器是一个 PI 调节器，它比较设定值与主汽压力，经过计算输出指令控制 CV 阀和 ICV 阀。主汽压力控制与负荷控制不能同时投入，应先切除一个，另一个才能投入。在主汽压力控制投入时，设定点以 MPa 形式表示。采用 PID 无差调节，稳态时实际主汽压力等于设定的值。

满足条件后，在“自动控制”画面中，若“主汽压回路”按钮显示“切除”方式，可按“主汽压回路”按钮，在操作面板上选择“ONE”，按执行键，使状态置为“投入”，表明主汽压控制已投入。主汽压控制投入后，在“自动控制”画面中，再次按“主汽压回路”按钮，在操作面板上选择“ZERO”，按执行键，使状态置为“切除”，则“主汽压回路”状态显示为“切除”，表明主汽压控制已切除。

当满足以下条件时，通过操作员站可将该控制器投入（与逻辑）：

- A、控制系统处于自动方式；
- B、负荷控制未投入；
- C、主汽压力信号正常；

- D、TPC 未动作；
 - E、一次调频未动作；
 - F、负荷限制未动作。
- 主汽压力控制器切除条件（或逻辑）：
- A、操作员将其切除；
 - B、主汽压力故障；
 - C、设定值与实际主汽力之差大于 1Mpa；
 - D、TPC 动作；
 - E、一次调频动作；
 - F、负荷限制动作；
 - G、发变组出口开关断开；
 - H、汽机已跳闸。

6、DEH 的负荷控制回路（功率控制回路）。

负荷控制器是一个 PI 调节器，用于比较设定值与实际功率，经过计算后输出指令控制 CV 阀和 ICV 阀。负荷控制与主汽压力控制不能同时投入，应先切除一个，另一个才能投入。在负荷控制投入时，设定值以 MW 形式表示。采用 PID 无差调节，稳态时实际负荷等于设定值。

满足条件后，在“自动控制”画面中，若“功率回路”按钮显示“切除”方式，可按“功率回路”按钮，在操作面板上选择“ONE”，按执行键，使状态置为“投入”，表明负荷控制已投入。负荷控制投入后，在“自动控制”画面中，再次按“功率回路”按钮，在操作面板上选择“ZERO”，按执行键，使状态置为“切除”，则“功率回路”状态显示为“切除”，表明负荷控制已切除。

在满足以下条件后，可由操作员投入该控制器（与逻辑）：

- A、机组已并网，负荷在 30MW~600MW 之间；
- B、功率信号正常；
- C、负荷限制未动作；
- D、TPC 未动作；
- E、系统处于自动方式；
- F、一次调频未动作；
- G、主汽压力控制未投入。

负荷控制器切除条件（或逻辑）：

- A、操作员切除该控制器；
- B、负荷小于 30MW 或大于 600MW；
- C、功率信号故障；
- D、汽机已跳闸；
- E、到滑压点时；
- F、TPC 动作；
- G、系统处于手动方式；
- H、一次调频动作；
- I、高、低负荷限制动作；
- J、发变组出口开关断开。

7、一次调频回路(DEH 一次调频按照电网规定，没有设置操作员投切按钮；CCS 一次调频在负荷管理中心有投切按钮，它通过协调控制 CCS 起作用，协调控制 CCS 切除时自动切除)。

不等率在 3~6%内可调，初步设为 4.5%（可根据实际情况在工程师站修改）；死区在 0~30r/min 内可调，初步设为 15r/min。死区范围为:3000±死区值。

一次调频功能投入条件（与逻辑）：

- A、DEH 自动状态且转速回路无故障；
- B、有负荷初次大于 10%额定负荷记忆后。

8、CCS 控制（即传统意义上的“CCS 遥控”投入，投入前应先将主汽压控制和负荷控制回路解除，使 DEH 处于阀位控制方式下，才能投入。）。

在 CCS 方式下, DEH 的目标等于 CCS 遥控给定, 一次调频死区自动改为 30r/min。CCS 遥控给定信号与目标负荷、总阀位给定的对应关系为: 给定信号 4~20mA 对应目标负荷、总阀位给定 0~100%。CCS 遥控给定信号代表着总阀位给定。

条件满足后, 收到 CCS 请求信号, 按下“自动控制”画面中的“CCS 投入”键, 在操作面板上选择“ONE”, 按执行键。当“CCS 投入”键中显示红色“投入”时, 表明 CCS 控制 (CCS 遥控) 已投入。工作在 CCS 投入时, 再次按下“CCS 投入”按钮, 在操作面板上选择“ZERO”, 按执行键。当“CCS 投入”键中显示红色“切除”时, 使其处于切除状态, 则 CCS 控制被切除, 系统处于 DEH 控制下。

当满足以下条件, 可由操作员投入 CCS 控制 (与逻辑):

- A、控制系统在自动方式;
- B、机组已并网;
- C、接收到 CCS 请求信号及 CCS 指令信号正常;
- D、TPC 未动作;
- E、一次调频未动作。
- F、负荷控制、主汽压力控制均切除。

切除 CCS 控制的条件 (或逻辑):

- A、TPC 动作;
 - B、一次调频动作;
 - C、高、低负荷限制动作;
 - D、手动方式;
 - E、无 CCS 请求或 CCS 指令信号故障;
 - F、发变组出口开关断开。
- 8、主汽压力限制 (TPC, 主汽压低保护)。

在主汽压力限制方式投入期间, 若主汽压力低于设置的限制值, 则主汽压力限制动作。动作时, 设定点在刚动作时的基础上, 以 1%/秒的变化率减小。同时目标和设定点即等于总的阀位参考量, 也跟着减小。若主汽压力回升到限制值之上, 则停止减设定点。若主汽压力一直不回升, 实际负荷降到一定值时, 停止减负荷。

在主汽压力限制动作时, 自动切除 DEH 负荷控制、DEH 主汽压力控制, 退出 CCS 方式。

TPC 投入时, 禁止修改主汽压力限制值。操作员可在主汽压力限制方式切除时, 在 8~18MPa 范围内设置限制值。进入“自动限制”画面, 按“主汽压力限制”键则可输入新的限制值, 则主汽压力限制值已被修改。

条件满足后, 在“自动控制”画面上, 按“主汽压力保护”按钮, 选择“ONE”, 按执行键。画面上“主汽压力保护”状态显示由“切除”变为“投入”, 则表示 TPC 已投入。

在 TPC 投入时, 操作“自动控制”画面上的“主汽压力保护”按钮, 选择“ZERO”, 按执行键。将使“主汽压力保护”按钮状态变为“切除”, 则表示 TPC 已切除。

主汽压力限制方式切除条件 (或逻辑):

- A、发变组出口开关断开;
- B、主汽压力信号故障;
- C、手动方式。

主汽压力限制方式投入条件 (与逻辑):

- A、发电机并网;
- B、主汽压力信号正常;
- C、自动方式。
- D、负荷限制。

9、高负荷限制。操作员可在 570~640MW 内设置高负荷限制值, 使 DEH 设定点始终小于此限制对应的值。并网后, 进入“自动限制”画面, 按“高负荷限制”键, 即可输入高负荷限制值。该值将限制负荷不得大于此值。

10、低负荷限制。操作员可在 0~60MW 内设置低负荷限制值, 使 DEH 设定点始终大于此限制对应的值。并网后, 进入“自动限制”画面, 按“低负荷限制”键, 即可输入新的低负荷限制值。该值将限制负荷不得小于此值。

11、阀位限制。

操作员可在 0~120% 范围内设置阀位限制值。DEH 总的阀位给定值为负荷参考量与此限制值之间较小的值。为防止阀位跳变，阀位限制值加有变化率限制，变化率为 1%/秒。

进入“自动限制”画面，按“阀位限制”键，输入 0~120% 范围内新的阀位限制值。该值将限制阀门流量指令不得大于此值。

2.1.5.3 超速保护

1) 超速限制

1、加速度限制 (ACC)。当汽轮机转速大于 3060 r/min、加速度大于 49r/min/s 时，加速度限制回路动作，使中压调门遮断电磁阀 16YV 和 19YV 带电，快速关闭中压调节阀，抑制汽轮机的转速飞升。动作后信号维持两秒，两秒后若转速降至 3050 r/min 以下，16YV 和 19YV 失电恢复，调门由电液伺服阀控制。

2、功率一负荷不平衡 (PLU)。当“中压缸排汽压力与额定中压缸排汽压力比值”和“发电机负荷与额定负荷比值”之间的偏差超过设定值 30% 时，功率一负荷不平衡继电器动作，使高、中压调门遮断电磁阀 12YV、13YV、14YV、15YV、16YV 和 19YV 带电，快速关闭高、中压调节阀，抑制汽轮机的超速。动作后信号维持两秒，两秒后若功率一负荷不平衡信号不存在，12YV、13YV、14YV、15YV、16YV 和 19YV 失电恢复。功率一负荷不平衡保护由硬件实现，其辅助软件功能可由运行人员在操作员站 DEH“自动控制”画面投切。投入条件 (与)：

- A、负荷在 15~640MW 内；
- B、功率信号正常；
- C、中压缸排汽压力信号正常；
- D、发变组出口开关未跳闸。

3、103% 超速限制。正常运行时，一旦转速超过 103%，超速保护四个 OSP 继电器带电动作，并通过扩展继电器，一方面将高调、中调伺服阀卡偏置置零，另一方面送至高中压调门的遮断电磁阀，使高中压调门遮断电磁阀 12YV、13YV、14YV、15YV、16YV、19YV 均带电，关闭高中压调节阀。当转速低于 103% 额定转速时，超速限制电磁阀失电，调节阀恢复由电液伺服阀控制。

4、甩负荷超速限制。在负荷 15% 以上 (中压缸实际排汽压力与额定中压缸排汽压力之比 $\geq 15\%$)，发变组开关由合闸位至断开位，超速保护四个 OSP 继电器带电动作，并通过扩展继电器，一方面改变高调、中调伺服阀卡偏置，另一方面使 DEH 甩负荷继电器动作，迅速关闭高中压调节阀。

2) 超速遮断保护。转速超过预定转速则立即遮断，迅速关闭所有主汽阀、调节阀。系统中设置了多道超速保护，以保证安全遮断。

- 1、DEH 电超速保护 (TPS)，动作转速：110% 额定转速；
- 2、TSI 电超速保护，动作转速：110% 额定转速；
- 3、机械超速保护 (飞环式危急遮断器)，动作转速：110~111% 额定转速。

3) 在线试验。

1、飞环喷油试验。做喷油试验时，4YV 带电，检测到隔离电磁阀在隔离位后 (ZS5 断开，ZS4 闭合)，2YV 带电，油喷进危急遮断器中，飞环击出，ZS2 断开发讯，然后使 2YV 失电，过一段时间后，1YV 自动带电挂闸，挂上闸后 1YV 失电，再使隔离电磁阀 4YV 失电，全部试验过程结束。试验操作过程见本规程的机组试验部分。喷油试验允许条件 (与逻辑)：

- A、喷油试验按钮在试验位；
- B、转速在 2985~3015r/min 内。
- C、“试验开关”在试验位。
- D、高中压胀差小于 5.0mm

2、阀门活动试验。为减小试验过程中负荷的变动，可投入 DEH 负荷控制。阀门活动试验包括高压主汽阀活动试验、中联门活动试验、高压调节阀活动试验。阀门活动试验允许条件 (与逻辑)：

- A、所有主汽阀全开；
- B、负荷在 300-400MW 内；
- C、自动状态；

D、非 CCS 投入方式（即 DEH 处于本地控制）；

3、主遮断电磁阀试验。即高压遮断电磁阀在线试验。在高压遮断集成块上有四个主遮断电磁阀 5YV、6YV、7YV、8YV 及各自的试验压力开关，四个主遮断电磁阀应分别做试验，以确保做试验时机组不跳闸，

4、DEH 自动/手动方式之间的切换。

A、汽机控制方式分为自动、手动方式。若操作员自动（OA）出现故障，则切到汽机手动方式运行。下列情况则退出自动方式（或逻辑）：阀门严密性试验；刚并网时，转速小于 2980r/min。

B、无上述情况且阀位限制不动作，则允许投入自动方式。在“自动控制”画面按“自/手动”键，在操作面板上选择“ONE”，按执行键，状态显示红色“自动”，则处于操作员自动方式。

C、在“自动控制”画面，按“自/手动”键，在操作面板上选择“ZERO”，按执行键，状态显示红色“手动”，则处于手动控制状态。此时“手动控制”画面上，按“手动阀位设定”，输入预期的阀位值，直接控制阀位给定信号，变化率限制为 0.5%/s。通过修改阀位值即可完成升速、升负荷，或使用“↑”、“↑↑”、“↓”或“↓↓”改变阀位。

2.2 锅炉主保护及锅炉主要控制逻辑

2.2.1 锅炉工艺保护说明

MFT 设计成软硬件互相冗余，当 MFT 条件出现时软件会送出相应的信号来停掉相关的设备，同时 MFT 继电器也会向这些设备中的绝大部分送出一个硬接线信号来停掉它们。

2.2.2 MFT 跳闸条件

- 1) 两台送风机全停
- 2) 两台引风机全停
- 3) 再热器保护
 - 1、总燃料大于一定数值（20%）时：下列任一条件满足，延时一定时间（5 秒）
汽机跳闸，同时高旁门关；
汽机跳闸，同时低旁门关闭
 - 2、总燃料大于一定数值（15%）时：下列任一条件满足，延时一定时间（10 秒）
汽机跳闸，同时高旁门关；
汽机跳闸，同时低旁门关闭
- 4) 火检风压低低（三取二产生）、延时 3 秒钟；
- 5) 炉膛压力高：+3.0KPa
- 6) 炉膛压力低：-3.0Kpa
- 7) 两台空预器全停 100S(四个主辅马达全部停)
- 8) 锅炉给水流量低于 246.9t/h，延时 3 秒钟动作；
- 9) 给水流量低于 288.12t/h，延时 20 秒钟动作；
- 10) 炉膛风量<30%
- 11) 全炉膛灭火
- 12) 失去所有燃料：（所有角阀关闭或油母管跳闸阀关闭）且（所有磨煤机或给煤机跳闸或停运；或所有燃烧器阀门关闭）(脉冲)
- 13) 操作员跳闸：操作员将两个 MFT 按钮同时按下
- 14) 任一磨煤机运行而两台一次风机全停且无两层的启动油油层投运（每层油枪投入 5 只油枪即认为本层已投入）
- 15) 临界火焰丧失
- 16) 汽机跳闸且机组负荷>15%；
- 17) 主蒸汽压力高 28.726Mpa
- 18) 分离器出口温度高 483℃
- 19) FGD 请求锅炉 MFT

- 20) 所有给水泵跳闸
- 21) FSSS 机柜电源丧失
- 22) DCS 电源柜两路电源均消失。(送至 MFT 硬继电器柜)

2.2.3 当锅炉 MFT 发生后，联锁以下设备动作

- 1) 跳闸 MFT 继电器
- 2) 关闭点火油及启动油进油快关阀；关闭点火油及启动油调节阀
- 3) 关闭点火油及启动回油电动阀
- 4) 关闭启动油泄漏试验阀
- 5) 关闭所有油角阀
- 6) 停止所有磨煤机
- 7) 停止所有给煤机
- 8) 关过热减温水门（包括电动门和调门）
- 9) 关再热减温水门（包括电动门和调门）
- 10) 停所有一次风机，全关一次风入口导叶
- 11) 送信号到 ETS（发跳闸指令）
- 12) 送信号到 METS（跳两台汽动给水泵）
- 13) 送信号到脱硫
- 14) 送信号到吹灰（停止锅炉吹灰系统）
- 15) 送信号到除尘
- 16) 跳 OFT
- 17) 停止所有等离子打火和点火枪打火
- 18) 送信号到 MCS。发脉冲信号置电泵勺管到 0 位，给水调节切手动，送风机调节切换至“手动”。

2.2.4 点火油 OFT 跳闸条件

- 1) 主燃料跳闸：MFT 继电器跳闸或任一 MFT 条件成立。
- 2) 操作员跳闸：操作员在 CRT 上发出关闭油母管跳闸阀的指令
- 3) 点火油母管压力低低 0.49MPa 超过 2 秒钟，且仍有角阀处于打开状态(点火油压力快关阀后压力低低)
- 4) 任一点火油角阀开，快关阀关

2.2.5 当锅炉点火油 OFT 发生后，联锁以下设备动作

- 1) 关闭所有点火油油角阀
- 2) 关闭所有点火油油枪的吹扫阀
- 3) 关闭点火油进油快关阀及调节阀
- 4) 关闭点火油回油电动门

2.2.6 启动油 OFT 跳闸条件。

- 1) 主燃料跳闸：MFT 继电器跳闸或任一 MFT 条件成立。
- 2) 操作员跳闸：操作员在 CRT 上发出关闭油母管跳闸阀的指令
- 3) 启动油母管压力低低 0.55MPa 超过 2 秒钟，且仍有启动油角阀处于打开状态
- 4) 启动油雾化压力低 0.7MPa 超过 2 秒钟，且仍有雾化阀处于打开状态
- 5) 两层启动油均灭火（油层灭火：油枪运行且油火焰丧失）
- 6) 任一启动油角阀开，快关阀开状态失去

2.2.7 当锅炉点火油 OFT 发生后，联锁以下设备动作

- 1) 关闭所有启动油油角阀
- 2) 关闭所有启动油油枪的吹扫阀
- 3) 关闭启动油进油快关断阀及调节阀
- 4) 关闭启动油回油电动门
- 5) 关闭所有启动油雾化阀
- 6) 关闭启动油管路泄漏试验阀

2.2.8 点火油 OFT 复位条件:下列条件全部满足

- 1) MFT 已复位
- 2) 点火油角阀关
- 3) 点火油 OFT 已动作
- 4) 无点火油 OFT 跳闸条件
- 5) 点火油快关阀关闭
- 6) 点火油快关阀开指令

2.2.9 启动油 OFT 复位条件:下列条件全部满足

- 1) MFT 已复位
- 2) 启动油角阀关
- 3) 启动油 OFT 已动作
- 4) 无启动油 OFT 跳闸条件
- 5) 启动油快关阀关闭
- 6) 启动油快关阀开指令

2.2.10 FSSS 监视及控制炉膛吹扫的方法

- 1) MFT 继电器跳闸后, FSSS 自动发出“请求炉膛吹扫”信号, 在 CRT 上“吹扫请求”的指示灯点亮
- 2) 当一次吹扫条件全部满足后“吹扫准备好”的指示灯就会点亮, 此时操作员就可以在 CRT 上发出“启动炉膛吹扫”指令
- 3) 当一次及二次吹扫条件全部满足后, 吹扫计时器开始 5 分钟的计时, 此时“吹扫进行中”的指示灯点亮。
- 4) 吹扫过程中如果任何二次吹扫允许条件被破坏, 吹扫计时器停止计时、同时“吹扫中断”指示灯点亮。二次吹扫条件恢复后, 5 分钟的吹扫过程就会自动重新开始计时, 无需操作员干预。
- 5) 而一次吹扫允许条件被破坏后则吹扫失败、逻辑退出吹扫模式, 此时需要操作员重新发指令来启动炉膛吹扫程序。
- 6) 油母管泄漏试验必须在炉膛吹扫之前完成。如果距离上次泄漏试验的时间并不长, 操作员认为没有必要再做一次, 操作员可以在 CRT 上发出“跳过”指令。
- 7) 如果 5 分钟吹扫顺利结束, 则炉膛吹扫成功, “吹扫完成”的指示灯点亮。之后操作员就可以进行锅炉点火。

2.2.11 炉膛吹扫条件

2.2.11.1 一次吹扫条件:

- 1) MFT 条件不存在
- 2) 至少一台送风机运行且其出口挡板开
- 3) 至少一台引风机运行且其入口、出口挡板开
- 4) 两台一次风机停运
- 5) 两台空预器都运行

- 6) 所有火检探头均探测不到火焰
- 7) 油母管跳闸阀关闭(包括点火油,启动油和泄漏试验阀);所有油角阀关闭,所有油枪吹扫阀及雾化蒸汽阀关闭;所有点火油及启动油回油电动门关闭。
- 8) 所有磨煤机停,且出口门关闭
- 9) 所有给煤机停
- 10) 油母管泄漏试验已经完成
- 11) 所有煤粉管道上一次风门全关(燃烧器进粉挡板)
- 12) 等离子点火未投入

2.2.11.2 二次吹扫条件

- 1) 炉膛风量>30% (MCS 来)
- 2) 炉膛风量<40% (MCS 来)
- 3) 所有二次风挡板都在吹扫位,打开“外二次风门电磁阀”
- 4) 炉膛压力正常
- 5) 火检冷却风压正常(火检冷却风机出口母管/炉膛差压低取非)

2.3 电气主保护

电气主保护详见本规程“继电保护”部分。

3 机组启动与停止

3.1 机组启动规定及说明

3.1.1 下列项目在总工程师的主持下进行：

- 1) 机组大修后的首次启动。
- 2) 机组实际超速试验。
- 3) 汽轮机主汽阀、调阀严密性试验。
- 4) 机组甩负荷试验。
- 5) 锅炉超水压试验。

3.1.2 机组遇到下列情况之一时禁止启动或并网

- 1) 机组任一主保护或主要联锁试验不合格。
- 2) 控制电源不正常，或仪用气源不正常。
- 3) 旁路系统不能正常投入或旁路系统故障，无法满足机组启动要求。
- 4) 发电机气密性试验不合格。
- 5) DCS、ECS、DEH、FSSS 控制系统工作不正常、通讯故障或任一过程元件功能失去，影响机组启动或安全运行。
- 6) 机组主要计量表计和检测参数监视功能失去，影响机组启动或正常运行，或机组主要检测参数超过限值。如炉膛压力、分离器贮水箱水位、锅炉给水流量、主再蒸汽温度、主再蒸汽压力、调节级压力、汽轮机转速、轴向位移、差胀、主要缸壁温度、振动、轴承温度、凝结器背压、发电机油氢差压、无功及发电机电压、关口电能表等。
- 7) 汽机危急保安器动作不正常或调速系统不能维持空负荷运行。
- 8) 汽机高压主汽阀、高压调阀、中联阀、抽汽逆止阀、高压缸排汽逆止阀任一卡涩或不严。
- 9) 投入连续盘车后，汽轮机大轴弯曲值超过原始值的 110%或偏心度超过原始值的 110%。
- 10) 汽轮机高、中压内缸上、下温差 $>35^{\circ}\text{C}$ 或外缸上、下温差 $>50^{\circ}\text{C}$ 。
- 11) 汽机盘车装置工作失常、盘车不能投入运行或盘车运行时汽轮发电机组转动部分有明显的摩擦声。
- 12) 交流润滑油泵、直流润滑油泵、交流启动油泵、顶轴油泵之一工作失常或其相应的联锁保护试验不合格。
- 13) 发电机密封油、定冷水系统不正常、氢气纯度不合格。
- 14) 汽、水、油品质不合格。
- 15) 锅炉水压试验不合格。
- 16) 发变组一次系统绝缘不合格。
- 17) 发电机励磁调节器工作不正常。
- 18) 发电机同期系统不正常。
- 19) UPS、直流系统存在直接影响机组启动后安全稳定运行或安全停机的故障。

3.1.3 机组启动状态、参数、方式选择原则

3.1.3.1 汽轮机状态划分

- 1) 中压缸启动（按中压进汽室下内壁温度划分）
冷态：缸温 $<305^{\circ}\text{C}$
温态： $305^{\circ}\text{C}\leq$ 缸温 $<420^{\circ}\text{C}$
热态： $420^{\circ}\text{C}\leq$ 缸温 $<490^{\circ}\text{C}$
极热态：缸温 $\geq 490^{\circ}\text{C}$
- 2) 高中压联合启动（按高压内下缸内壁温度划分）

冷态：缸温 $<320^{\circ}\text{C}$
温态： $320^{\circ}\text{C}\leq$ 缸温 $<420^{\circ}\text{C}$
热态： $420^{\circ}\text{C}\leq$ 缸温 $<445^{\circ}\text{C}$
极热态：缸温 $\geq 445^{\circ}\text{C}$

3.1.3.2 锅炉启动状态分类

冷态启动：停炉时间 72 小时以上。
温态启动：停炉时间 10~72 小时以内。
热态启动：停炉时间 1~10 小时以内。
极热态启动：停炉时间 1 小时以内。
锅炉从点火到满负荷所需启动时间为：
冷态启动：7~8 小时
温态启动：2~3 小时
热态启动：1~1.5 小时
极热态启动： <1 小时

3.1.3.3 发电机状态划分

1) 运行状态

发变组出口开关、刀闸均在合闸位置，发电机励磁开关合上，机组经主变压器与 500kV 系统并列运行。主要的保护装置投入，保护、控制、信号电源送上。

2) 热备用状态

除发变组出口开关断开，励磁开关断开外，其余与运行状态相同。

3) 冷备用状态

发变组开关、刀闸均在断开位置，发电机启励电源断开，励磁系统处于冷备用状态。发电机出口电压互感器低压熔丝取下。

4) 检修状态

在冷备用状态的基础上,断开发变组出口开关、刀闸控制、操作电源，断开发电机励磁系统的控制及辅助电源，根据检修需要将发电机出口电压互感器小车拉至检修位置，在要求的地点装设接地线。

3.1.3.4 启动参数选择：

主、再热蒸汽参数参考对应启动曲线选取。

3.1.3.5 启动方式选择：

机组正常启动采用中压缸启动方式。只有在旁路系统无法满足中压缸启动要求的情况下，方可采用高压缸联合启动方式，并须得到总工批准。

3.2 机组冷态启动

3.2.1 机组启动前的准备和检查工作

1) 机组启动所需的氢气、二氧化碳、煤、燃油储备充足，通知脱硫、化学、输煤、各岗位及相关人员对其所属设备进行启动前全面检查，做好机组启动前各项准备工作。

2) 影响机组启动的所有检修工作结束，工作票终结，检修措施拆除，现场清洁完整。运行人员对检修交待及设备改进情况了解清楚。设备异动报告已下达。

3) 所有现场设备楼梯、栏杆、平台恢复完毕，通道及设备周围无妨碍工作和通行的杂物。

4) 所有系统连接完好，各管道支吊牢固，管道保温完整。

5) 各处临时栅栏、标示牌及各种管道上的临时堵板已拆除。

6) 集控室和就地控制盘、柜完整，各种指示记录仪表、报警装置、操作、控制开关完整。

7) 6kV 及 380V 厂用电系统已恢复，确认直流系统、UPS 系统、保安电源系统运行正常。

8) DCS、ECS、DEH、FSSS 机柜已受电。

9) 设备操作、控制、仪表电源送电完毕，DCS 界面各设备状态、各参数指示正常。

10) 厂房内外各处照明充足，事故照明系统正常备用。

- 11) 需要投入的压力、流量表一、二次门开启，确认表计指示正确。
- 12) 各岗位通讯联系畅通。
- 13) 机组的监控系统，就地操作控制系统投入，系统参数和设备状态指示正确。
- 14) 厂区消防系统投入正常，消防水压力正常，消防设施齐全。
- 15) 确认仪用气、杂用气系统正常投运。
- 16) 确认已经备有足够、合格的除盐水，化学燃油系统、水处理系统、化学加药系统、废水处理系统、化验分析系统均已具备投运条件。
- 17) 调节装置调试完毕，设定值正确。送上各电动阀、调节阀电源、气源，检查开关灵活，方向正确，状态正确。
- 18) 机组启动专用工具、仪器、仪表及各种记录表纸、启动用操作票、阀门操作卡等已准备齐全，各岗位人员已就位。
- 19) 各主、辅设备联锁、保护传动试验结束，各保护和联锁定值正确，设备联动正常，报警信号正常；各电动、气动阀门传动正常；检修后的辅机试运合格。
- 20) 按试验要求对电气、汽机、锅炉设备进行各项试验完毕，检验设备无缺陷。
- 21) 主机、小机润滑油、抗燃油质合格，各辅机轴承润滑油油位正常，油质良好，送上各辅机电源，检查状态正确。
- 22) 检查机组及所有系统设备符合启动条件，各系统阀门在启动前位置。

- 23) 全面确认汽机下列各系统和有关设备完好，符合启动条件：
 - 1、全面检查汽机房各人孔门、观察门、防爆门等均完好。
 - 2、汽机房各排油烟、排氢管道通畅，无堵塞。
 - 3、汽轮机本体和各管道保温良好，滑销系统正常。
 - 4、确认高中压缸主汽门、调节汽门、高排逆止门、各抽汽逆止门各部套完好，关闭严密。
 - 5、检查转子偏心、缸体温差、轴向位移、胀差、各轴振瓦振、轴承温度、轴承回油温度等重要参数指示正常。
 - 6、确认主油箱油位、小汽轮机油箱油位正常，润滑油和抗燃油质合格。
 - 7、检查以下汽机各辅机设备、系统及有关热工电气联锁保护试验合格，满足启动条件：
 - A、主蒸汽及高低压旁路系统
 - B、循环水及开式、闭式冷却水系统。
 - C、主机润滑油及主机 EH 油系统。
 - D、给水系统、辅助蒸汽系统。
 - E、凝结水系统、真空疏水系统、轴封系统。

- 24) 锅炉启动前检查：
 - 1、燃烧室、烟道内部：受热面完整、清洁；锅炉本体、烟风道、热室及辅机本体内无人工作、检修措施拆除后关闭各人孔、检查孔。
 - 2、燃烧室外部：锅炉本体膨胀指示仪指示位置正确，符合相关规定；本体及汽水管道弹簧支吊架完好，锅炉本体及汽水管道弹簧支吊架临时加固设施拆除；
 - 3、燃油系统的检查：各油压投入，系统无漏油；所有油枪已清理干净，油雾化器、高能点火器完好，各油枪及高能点火器能自动伸进/退出，无卡涩。
 - 4、汽水系统的检查：管道阀门完整，标志正确，传动装置完整好用，远方操作试验合格；各阀门处于启动前的位置；锅炉上所有安全阀的试验堵头去掉；核查分布于汽水系统内各壁温，介质温度测点的可用性。锅炉启动系统及减温水系统正常。
 - 5、燃烧系统的检查：所有阀门和档板的运作灵活，控制机构的功能应正确。
 - 6、制粉系统的检查：各风门档板的操作灵活，远方操作试验合格；制粉系统各试验合格；等离子装置完整；等离子载体，冷却风系统、等离子冷却水系统及炉膛火检冷却系统正常。
 - 7) 吹灰系统的检查：吹灰装置管道阀门完整、严密关闭，传动装置完整，操作灵活，并在退出位置。
 - 8、炉膛烟温探针完好且伸入炉膛测量炉膛出口烟温；炉膛火焰电视摄像镜头完好，冷却风投入。
 - 9、除灰、除渣系统设备完好，具备投运条件，炉底捞渣机就位正常，向水封槽注水。

- 10、检查锅炉工业冷却水系统正常；各辅助设备处于正常状态。
- 11、检查确认空预器热端扇型板提升至最大位，热点探测系统投入良好。
- 12、联系投入电除尘灰斗加热和绝缘子加热。

25) 电气启动前检查:

- 1、电机经检修后，应在启动前将发变组所属的所有工作票收回，接地线或短路线拆除，标示牌、临时遮拦拆除，常设遮拦恢复。
- 2、发电机经大、小修后，必须要求各项电气试验合格，试验数据应有书面报告并且符合启动要求。经解体检修后的发电机必须进行气密性试验并合格。
- 3、发电机经检修后或较长时间备用后，启动前必须测量发电机各部分的绝缘电阻，绝缘电阻值应符合规定。
- 4、励磁装置及其控制系统应调试正常，试验合格，符合机组启动条件。
- 5、全面确认发变组下列各系统和有关设备完好，功能正常，符合启动条件。
 - A、发电机、励磁变、厂高变、发电机离相封闭母线等发变组一次设备以及辅助设备。
 - B、发变组保护、测量、同期、操作控制及信号系统等二次设备。
 - C、发电机氢、水、油系统。
 - D、在机组停转、轴承无油状态下，测量确认发电机、发电机两侧轴承及其油管法兰绝缘良好。
 - E、确认发电机碳刷、大轴接地装置已装好，且接触良好、长度合适，无碳刷过短、刷辫断线等现象。
 - F、发电机、励磁变压器各部清洁完好，各温度计完好，封闭母线微正压装置投运且运行正常、无杂物。
 - G、检查发变组出口开关、刀闸在断开位,机构完好,防误功能、发变组出口开关 SF6 压力及油压正常。
 - H、检查集控室 DCS 界面上发变组出口开关、刀闸位置指示、光字牌信号均正常及正确。

3.2.2 机组启动步骤。

- 3.2.2.1 检查补给水系统投运正常，向冷水塔补水至合格水位。
- 3.2.2.2 检查厂区工业水系统已正常投运。
- 3.2.2.3 投入压缩空气系统。确认仪用、杂用空气系统压力正常。
- 3.2.2.4 联系化学启动除盐水泵向凝补水箱补水至 8 米左右，确认水质合格。
- 3.2.2.5 启动凝水泵，确认凝补水系统工作正常。分别对凝汽器、闭冷水箱、定冷水箱、真空泵气水分离器进行冲洗至水质合格，补水至正常水位。通过凝结水母管对凝结水系统充水放空气。

- 3.2.2.6 检查主油箱油位正常，主机润滑油系统各阀门在启动前位置，启动油箱排烟机，启动交流润滑油泵（TOP），润滑油压 0.137~0.176MPa，运行正常后投入冷油器运行，投入冷油器温度自动，维持轴承润滑油温 27~40℃。投入直流润滑油泵（EOP）连锁。根据情况进行主机润滑油低油压连锁试验一次，检查 EOP 连锁启动正常。投入油净化装置运行，冲转前投入交流启动油泵（MSP）。
- 3.2.2.7 投入发电机密封油系统。检查发电机密封油系统各阀门在启动前位置，启动一台空气抽出槽排烟机，另一台投入备用。启动一台交流密封油泵，投入备用交流密封油泵和直流润滑油泵连锁。启动密封油循环泵和真空油泵运行。
- 3.2.2.8 密封油系统运行正常后，对发电机进行气体置换并充氢，将发电机内氢压升至 0.2~0.25MPa，检查氢气纯度在 98%以上，氢气露点正常，检查差压阀跟踪正常，油氢压差在 0.056MPa 左右。
- 3.2.2.9 投入主机盘车装置（机组启动前必须盘车 4 小时以上。）
 - 1) 主机润滑油系统运行正常，润滑油温度控制在 27℃~40℃，系统润滑油压正常。
 - 2) 投入顶轴油系统，检查顶轴油母管压力正常，各轴承顶轴油压力正常。
 - 3) 投入连续盘车，检查盘车电流、盘车转速、大轴弯曲值（偏心度）正常并作好记录，检查汽轮机和发电机内有无金属摩擦声音。
- 3.2.2.10 盘车装置投用后，全面抄录一次蒸汽温度、金属温度，待轴封供汽系统投用后，应每小时抄录一次，直至启动结束。
- 3.2.2.11 投入闭式循环冷却水系统，通知化学投入自动加药系统。
- 3.2.2.12 联系化学化验定冷水水质合格，投入发电机定冷水系统。启动一台定冷水泵，调整水压低于风压 0.03~0.05MPa，无风压时定冷水压不超过 0.10MPa。投入另一台定冷水泵备用。根据需要投入定冷水离子交换器。
- 3.2.2.13 定冷水合格后，检查发电机系统绝缘电阻符合启动要求。
- 3.2.2.14 将发变组系统恢复备用状态。
- 3.2.2.15 开启循环水泵出口碟阀，投入开式循环冷却水系统。
- 3.2.2.16 启动电泵、小汽机、送风机、引风机、一次风机及磨煤机油站。
- 3.2.2.17 凝结水系统冲洗。
 - 1) 投入凝结水系统进行（低压加热器水侧随凝结水系统投入），通知化学加药。
 - 2) 凝泵出口铁 >2000g/L，联系化学将凝结水精处理旁路开启，关闭凝结水精处理进出口门，关闭#5 低加出口水门，开启#5 低加出口至循环水回水管的放水门，对凝结水系统进行补放水。
 - 3) 凝泵出口铁 <2000g/L，联系化学，投入凝结水精处理前置过滤器，开启#5 低加出水阀，关闭#5 低加出口放水门，向除氧器上水，进行凝结水系统、除氧器联合循环冲洗。除氧器出口铁 <500g/L，关闭除氧器放水门，除氧器补水至正常水位。
- 3.2.2.18 投入凝结器背包式疏水扩容器减温水。根据需要依次投入凝结水的其它用户。
- 3.2.2.19 联系相关机组，投入辅助蒸汽系统。
- 3.2.2.20 除氧器水位正常。投入除氧器再沸腾加热，以不大于 1.5℃的温升速度将水温加热至满足锅炉上水要求（80℃）
- 3.2.2.21 联系启动一台燃油泵打小循环，炉前燃油压力调整在 2.5MPa 左右。
- 3.2.2.22 根据 EH 油温情况运行一台循环油泵，投入电加热器，满足 EH 油泵启动条件，启动一台 EH 油泵，检查出口压力在 11.2±0.2MPa，油温正常，系统无漏油现象。再循环油泵压力 0.4~0.6MPa，投入一套抗燃油净化和再生装置。运行正常后投入 EH 油泵、循环油泵备用。
- 3.2.2.23 联系除尘脱硫值班员投锅炉渣水系统。投入炉膛冷灰斗水封，启动捞渣机。

3.2.2.24 给水管道冲洗及锅炉上水

上水前需要确认满足下列条件：

- 1) 361 阀处于自动状态。
- 2) 储水罐压力小于 686kPa 。
- 3) 储水罐水位小于 12m 。
- 4) 给水泵再循环门处于自动状态。
- 5) 所有锅炉疏放水阀处于关闭状态。
- 6) 所有锅炉排气阀处于开启状态。
- 7) 361 阀出口至冷凝器管路电动闸阀关闭。
- 8) 361 阀出口至排污扩容器电动闸阀开启。
- 9) 高压给水加热器旁路阀开启。
- 10) 高压给水加热器入口阀关闭。
- 11) 高压给水加热器给水出口阀关闭。
- 12) 确认低压管路（冷凝器至除氧器）清洗合格。

3.2.2.25 给水管道注水

- 1) 确认锅炉各系统按系统检查卡检查完毕。
- 2) 检查电泵辅助油泵和汽泵交流润滑油泵运行正常，给水系统所有放水门关闭，锅炉启动分离器前所有疏水门关闭，锅炉受热面所有排空气门开启。确认除氧器水质合格，开启电泵和汽泵入口电动门、出口电动门、高加进出口及旁路电动门，对给水管道进行注水。
- 3) 注水 20 分钟后关闭给水电动门、关闭电泵、汽泵出口电动门。
- 4) 确认给水系统各阀门在锅炉上水前位置，开启高加旁路，关闭高加进出口电动门，直到锅炉冷态开式清洗结束后，投入高加水侧。检查一台汽泵再循环门开启，启动汽泵前置泵（或启动电泵），开启主泵出口电动门，打开给水旁路调节阀及其进出口电动阀向锅炉上水。联系化学投入给水 AVT（加氨、联氨）运行方式。上水过程中注意监视除氧器出口水温在 80℃左右，最低不得低于 60℃。

3.2.2.26 锅炉上水时锅炉主要操作

- 1) 关闭所有充氮阀。
- 2) 如果储水罐压力小于 686kPa，开启所有锅炉排空气门以保证上水路径。
- 3) 上水至储水罐水位达到 12 米或更高时，关闭锅炉所有排空气门，锅炉上水完成。
- 4) 完成锅炉上水后，储水罐水位由 361 阀进行控制，通过 361 阀和 361 阀出口至排污扩容器电动闸阀的排污管道进行排污。
- 5) 进入锅炉的给水必须是合格的除盐水，且需化学加药。
- 6) 省煤器出口集箱排汽一、二次阀和水冷壁出口汇集集箱排汽电动一、二次阀在锅炉上水期间，待放空气阀见水流出后关闭。
- 7) 上水前、后分别抄录锅炉各膨胀指示器。

3.2.2.27 启动循环水泵向凝汽器供水，检查清污机工作正常，通知化学投入加药系统。

3.2.2.28 确认盘车运行正常，辅助蒸汽至轴封系统充分疏水后投入轴封系统。调整轴封母管压力在 20kPa~30kPa，轴加压力维持约 3kPa 左右。低压轴封温度自动维持在 150℃，保持在 121~177℃范围。冷态启动时，高中压轴封温度控制在 150~200℃，不得低于 150℃（温态或热态启动时，轴封汽温应与轴封金属温度相匹配，要求与高压缸调节级金属温度差不大于 85℃）。根据汽泵启动需要的情况投入小汽轮机轴封，开启小汽轮机排汽蝶阀。

3.2.2.29 关闭锅炉启动分离器后过热器和再热器所有空气门和疏水门。关闭凝结器真空破坏门，依次启动三台真空泵对系统进行抽真空。当凝汽器背压达到 10kPa 后，维持两台真空泵运行，停一台真空泵备用。

3.2.2.30 检查开启主机和小机本体疏水阀、各主汽门调节汽门疏水阀、导汽管疏水阀、主再热汽管道疏水阀、旁路及抽汽系统各疏水阀。

3.2.2.31 小机背压小于 13.5kPa，按照汽泵冲转要求全面检查满足启动条件，启动一台汽泵

中速暖机。

3.2.2.32 锅炉冷态清洗

锅炉清洗包括冷态清洗和热态清洗，冷态清洗分为开式清洗和循环清洗两个阶段。

1) 锅炉清洗前确认以下条件满足：

- 1、储水罐压力低于 686KPa
- 2、已完成高压管路清洗
- 3、锅炉上水完毕
- 4、储水罐水位控制阀（361 阀）处于自动状态

2) 冷态开式清洗：

- 1、开启 361 阀和 361 阀出口至排污扩容器电动闸阀。
- 2、用辅助蒸汽加热除氧器，保证除氧器出口水温在 80°C 左右。
- 3、锅炉冷态开式清洗过程中，361 阀出口至凝汽器电动闸阀关闭，361 阀出口至排污扩容器电动闸阀开启，清洗水排到到排污扩容器，直至储水罐下部出口水质优于下列指标值后，冷态开式清洗结束：

a、水质指标：Fe<500ppb 或混浊度≤3 ppm

b、油脂≤1ppm； PH 值≤9.5

3) 冷态循环清洗

1、开启 361 阀出口至凝汽器电动闸阀，同时关闭 361 阀出口至排污扩容器电动闸阀，启动系统清洗水由排往排污扩容器切换至凝汽器。联系化学投入精处理高速混床和树脂捕捉器。开启高加水侧进出口电动门，关闭旁路门，投入高加水侧运行。

2、维持 25%B-MCR 清洗流量进行循环清洗，直至省煤器入口水质优于下列指标，冷态循环清洗结束：水的电导率<1μS/cm；Fe<100 ppb；PH 值 9.3~ 9.5。

3.2.2.33 锅炉点火的准备工作

1) 启动空气预热器 A、B；投入锅炉大联锁。

2) 检查开启两台空预器进口烟气挡板和出口热风挡板，开启送风机出口风道联络挡板。

3) 启动一台火检冷却风机，检查其出口风压正常，将另一台火检冷却风机投备用，检查并开启各火检冷却风手动门。

4) 等离子冷却水箱补水后，启动一台等离子冷却水泵运行，检查压力正常后将另外一台投入备用。

5) 启动一台等离子载体、火检冷却风机运行，检查压力正常后将另外一台等离子载体、火检冷却风机投备用。

6) 启动第一台引风机，缓慢开启引风机动叶，将炉膛负压调整至-100Pa，投入该引风机自动。

7) 启动第一台送风机，将送风机开度调整至 30% 左右。

8) 启动第二台引风机，缓慢开启引风机动叶，使两台引风机动叶开度一致，投入该引风机自动。

9) 启动第二台送风机，将送风机动叶开度调整至 30% 左右，投入两台送风机自动，检查送风机自动将总风量调整至 35% 以上；投入锅炉单侧联锁开关。

10) 检查开启所有点火油枪和启动油枪燃油供油手动门、压缩空气供气手动门、雾化蒸汽供汽手动门，对所有启动油枪雾化蒸汽管路进行暖管。（等离子点火时，只需开启 F、C 层点火油枪手动门）

11) 投入电除尘除灰系统运行，投入电除尘器连续振打。

12) 进行点火油和启动油燃油泄漏试验。

13) “燃油泄漏试验成功”信号发出，启动炉膛吹扫。

14) 5 分钟后炉膛吹扫成功信号发出，手动复位 MFT 跳闸继电器。

3.2.2.34 锅炉点火。

1) 汽泵暖机结束，将运行汽泵转速提高至 2850r/m 以上。

- 2) 锅炉给水流量控制在 411.6t/h, 检查烟温探针投入, 检查前后墙火焰电视冷却风投入。
- 3) 等离子点火方式: 将 F 磨切至等离子模式。
- 4) 启动一台一次风机, 将风压调整至 8Kpa。启动一台密封风机, 另一台投备用。
- 5) 投入 F 磨暖风器, 对空预器辅助蒸汽吹灰管道暖管, 暖管结束后视辅助蒸汽用汽情况投入空预器连续蒸汽吹灰。
- 6) 开启 F 磨暖风隔绝门, 开暖风器调整门维持一次风压 4.1Kpa, 投入六台等离子拉弧, 检查其功率、电流稳定, 套管壁温正常。
- 7) 启动 F 磨煤机, 检查电流在 25A 左右稳定。在磨煤机出口温度到 90°C 后, 启动 F 给煤机, 加煤量 25 t/h 左右, 检查各燃烧器着火良好, 火检稳定, 注意调整炉膛负压正常。联系脱硫值班员投入电除尘器运行。
- 8) 锅炉点火后投入旁路系统。投入高低压旁路自动和减温水自动, 检查高低压旁路减温水气动截止门开启。锅炉起压后, 检查高中压主汽阀、调节汽阀及高排逆止阀关闭的严密, VV 阀和 BDV 阀开启。
- 9) 锅炉点火后应注意观察启动分离器储水罐水位, 保证 361 阀能正常控制储水罐水位。
- 10) 为保护厚壁元件, 减少热冲击。缓慢增加给煤量, 使同一位置的炉水的温升率维持在 2°C/min 或以下, 直到炉水压力达到 8.3MPa 为止。
- 11) 主、再热蒸汽压力 0.2Mpa, 开启主、再热蒸汽系统其它疏水门。

3.2.2.35 热态冲洗

1) 升温升压阶段, 汽机高旁开度设定值最大不超过 10%, 控制分离器压力达到 1.25 MPa, 炉水温度到 190°C, 维持温度和压力, 锅炉进行热态清洗。根据锅炉压力要求, 将旁路最小压力修改为要求值, 维持在最小压力定压运行。

2) 联系化学值班员取样化验分离器储水罐水质。

3) 当工质满足下面条件时, 锅炉热态清洗结束:

省煤器入口给水 全铁: 50 ppb 以下

4) 锅炉清洗时间及排放量

新机组首次启动时:

排放时间/排放量	到排污箱, 排出系统外	排到凝汽器
冷态清洗	约 8.5 小时/约 4600 t	约 25 小时/约 13500 t
热态清洗	0 小时/0 t	约 49 小时/26200 t

锅炉长时间运行后和停运时间超过 150 小时以上时:

	到排污箱, 排出系统外	排到冷凝器
排放时间	约 5 小时	约 25 小时
排放量	2600 t	13500 t

5) 热态冲洗注意事项

1、由于水中的溶解物在 190°C 时达到最大, 工质升温至 190°C (分离器入口) 时应进行锅炉热态清洗, 去除污垢。在此阶段应注意水质检查检测, 防止管子内壁结垢。

2、热态清洗时, 清洗水全部排至冷凝器。

3、锅炉点火后, 开启顶棚出口集箱和后包墙下集箱疏水门进行排水, 确保无积水。

4、热态清洗期间控制炉膛出口烟温 < 580°C。

3.2.2.36 锅炉升温升压

1) 热态清洗完成后, 按照启动升温、升压速率调节汽机旁路系统以使蒸汽温度满足汽机冲转条件。

2) 主蒸汽压力 1.0Mpa, 关闭锅炉主蒸汽系统疏水门, 再热汽压力 0.8MPa 关闭锅炉再热蒸汽系统疏水门。

3) 升温升压过程中控制主、再热汽温升率 2°C/min, 根据情况投入过热器、再热器减温水, 注意煤水比的匹配, 防止超温。

3.2.2.37 高压缸预暖

1) 高压缸预暖条件

- 1、高压内下缸内壁温度低于 150°C。
- 2、汽机跳闸并处于连续盘车状态。
- 3、凝汽器背压 13.5kPa 以下。
- 4、辅助蒸汽压力在 0.5~0.7Mpa，温度在 200°C~250°C，且有 28°C 以上的过热度。预暖过程中控制汽缸金属温升率不超过 50°C/h，最高不得超过 70°C/h。

5、高压缸预暖必须保证锅炉再热蒸汽压力 $\geq 0.7\text{MPa}$ 。

6、高压缸内壁温度无故障。

7、阀壳预暖未投入。

2) 高压缸预暖操作准备

- 1、确认各抽汽电动阀、高排逆止阀关闭。
- 2、确认高排逆止阀前后、一抽逆止门前、高压调阀后导汽管疏水畅通。开启高压主汽阀下阀座疏水阀、中压联合汽阀下阀座疏水阀，疏水 10 分钟以上。

3) 高压缸预暖操作

1、关闭高排逆止阀前疏水阀，关闭一抽逆止门前疏水阀，就地操作将高压导汽管疏水阀手动门调整至 20% 开度。

2、在 DEH“自动控制”画面选择“倒暖”按下，在弹出式操作面板上选择“ONE”，按执行键，“倒暖”状态显示红色的“是”，检查倒暖截止阀自动开启。

3、检查高压缸通风阀自动关闭。

4、缓慢开启暖缸倒暖调节电动门达 10% 开度保持 30 分钟，根据汽缸金属温升率调整暖缸调节阀的开度。

5、30 分钟后，将倒暖调节门开启至 30%。根据汽缸金属温升率调整倒暖调节门的开度。

30% 开度保持 20 分钟后，将倒暖调节门开启至 55%，根据汽缸金属温升率调整倒暖调节门的开度，使调节级后压力逐渐升高至 0.39 MPa~0.49MPa，高压内下缸内壁金属温度缓慢上升到 150°C。

6、高压内下缸内壁温度达到 150°C 后，关闭高压导汽管疏水阀进行闷缸，闷缸时间根据“高压缸暖缸闷缸时间曲线”来确定。闷缸时倒暖阀保持原有开度，缸内汽压有所上升，维持在 0.5~0.7 MPa，但不得超过 0.7 MPa，否则会产生附加推力。

4) 高压缸预暖结束后操作

1、将倒暖调节门关闭至 10%，保持 5 分钟，然后在 5 分钟内逐步关闭倒暖调节门。

2、倒暖调节门全关后，缓慢开启高压调阀后导汽管疏水阀及一抽逆止门前疏水阀，注意高压缸蒸汽压力的下降速度。

3、在高压缸排汽压力达到 -50KPa 之后，全开高压导汽管疏水门。投入汽机防进水疏水门联锁自动。

4、按“倒暖”按钮，在弹出式操作面板上选择“ZERO”，按执行键，检查状态显示“否”，检查倒暖截止阀自动关闭，高压缸通风 V V 阀自动开启。

5) 高压缸预暖注意事项

1、倒暖截止阀开启后，在倒暖调节阀稍开时应疏水暖管。

2、汽缸金属温升率必须符合规定且升温平稳，如升温不稳定应分析汽缸是否有积水，并进行相应处理。

3、暖缸时调节级后压力应在 0.39MPa~0.49MPa，最高不得超过 0.55MPa；闷缸时维持在 0.5~0.7 MPa，最高不得超过 0.7 Mpa。

4、经常检查上下缸温差、高压缸内外壁温差正常。

5、注意监视盘车运转情况及汽缸膨胀、差胀及转子偏心度指示正常。

6、倒暖结束后应保证 30 分钟以上的时间保证高压缸内蒸汽排出才能冲转。但为了防止倒暖结束后长时间不能冲转导致高压缸内金属温度下降过多，在暖缸过程中预测冲转时间将推后较长时间，可适当延长闷缸时间。

3.2.2.38 高压调阀室预暖

- 1) 高压调阀室预暖条件
 - 1、调阀室金属温度低于 150℃时，必须对调阀室预暖。
 - 2、调阀室的预暖须在高压缸预暖结束后进行。
 - 3、预暖蒸汽来自主蒸汽，温度应大于 271℃。
 - 4、调阀室的预暖操作
 - 5、确认汽机处于跳闸状态。
 - 6、确认 EH 油系统已投运正常。
 - 7、确认主再蒸汽管疏水、高中压主汽阀座疏水和高压调阀后导汽管疏水开启。
 - 8、检查主蒸汽温度高于 271℃。
 - 2) 进行汽轮机 ETS 复位，在汽机 DEH“自动控制”画面点击“远方挂闸”按钮，在操作面板上选择“ONE”，按执行键。检查高中压主汽阀关闭，高压缸通风阀及事故排放阀开启。
 - 3) 选择 DEH“自动控制”画面“阀壳预暖”按下，在操作面板上选择“ONE”，按执行键，状态显示“是”，检查右侧高压主汽阀（#1）开启到预暖位置 21%。
 - 4) 监视调阀室内外壁金属温差，当高于 80℃时，选择按下“阀壳预暖”按钮，在操作面板上选择“ZERO”，按执行键，状态显示“否”，关闭右侧高压主汽阀。
 - 5) 待调阀室内外壁温差低于 70℃时，再次进行预暖操作，开启右侧高压主汽阀至预暖位置。
 - 6) 重复以上操作，直到调阀室内外壁金属温度均上升到 180℃以上，且内外壁温差低于 50℃，调阀室预暖操作结束，按汽机停机按钮，检查右侧高压主汽阀关闭。
- 3.2.2.39 根据需要进行下列试验。
- 1) 汽轮机就地、远方脱扣试验。
 - 2) 主机、小机高压遮断电磁阀活动试验。
- 3.2.2.40 逐步增加 F 给煤机煤量至 43 t/h 以上，炉膛烟温达 500℃，热一次风温 150℃，可启动 C 磨煤机，锅炉进行升温、升压，检查高旁、低旁自动工作正常，高旁、低旁减温水自动工作正常。
- 3.2.2.41 当主汽温度高于 380℃，开启二级减温水供水总门，投入二级减温水，温度定值设定在 380℃。当再热蒸汽温度高于 330℃，投入再热蒸汽温度自动，温度定值设定在 330℃。
- 3.2.2.42 汽轮机冲转
- 1) 冲转条件
 - 1、盘车运行正常且连续盘车时间在 4 小时以上，大轴晃动度符合要求。
 - 2、主、再热蒸汽压力依据启动曲线，主、再热蒸汽温度至少有 50℃以上的过热度。主再热蒸汽管两侧温差应小于 11℃，不得超过 41℃。对于冷态，其冲转参考参数为：主汽压 8.73MPa，主汽温 380℃，再热汽压 1.1MPa，再热汽温 330℃（高中压联合启动时，再热汽温选择为 350℃）。
 - 3、凝汽器背压 13.5kPa 以下，不高于 16.6 kPa。
 - 4、润滑油压 0.176MPa，润滑油温控制在 35℃~40℃，不低于 30℃；EH 油压、油温正常。
 - 5、蒸汽品质合格。
 - 2) 冲转操作。正常情况下汽轮机采用中压缸启动方式。全面检查机组符合冲转要求，由值长下令，汽机准备冲转。在 DEH“自动控制”画面挂闸，挂闸成功后检查高中压主汽门、调速汽门处于关闭位置。检查高压缸通风阀、事故排放阀开启。
 - 1、若在 DEH“自动控制”画面“启动方式”状态显示“高中压”，点击“启动方式”，在操作面板上中选择“ONE”，按执行键，状态显示“中压”，表示冲转方式为中压缸启动。
 - 2、在 DEH“自动控制”画面点击“运行”，在操作面板上选择“RUN”，按执行键，状态显示“是”，检查高、中压主汽门开启。
 - 3、在 DEH“自动控制”画面点击“自/手动”，在在操作面板上中选择“ONE”，按执行键，状态显示“自动”。
 - 4、检查高排逆止阀的控制气源电磁阀失电，就地检查高排逆止阀关闭。

5、在“自动限制”画面，将各阀门“阀位限制”设置 100%。

6、摩擦检查。机组大修后、汽缸内部检修后或转子检修后，应进行摩擦检查。在“自动控制”画面，点击目标值，输入目标转速 200rpm，点击升速率值，输入 100rpm/min，点击“进行/保持”，在操作面板上选择“GO”，按执行键，状态显示“进行”。中压调阀逐渐开启，汽轮机冲动，转速超过盘车转速时，就地检查盘车装置自动脱扣正常，停止盘车电机，否则应立即打闸停机。汽轮机转速至 200r/min 时，选择“摩擦检查”按钮，在操作面板上选择“ONE”，按执行键，状态显示“投入”，检查中压调阀关闭，就地进行汽轮机检查，仔细倾听汽轮机内部声音正常，检查轴向位移正常。

3) 升速至中速暖机。

1、在“自动控制”画面选择“正暖”点击，在操作面板上选择“ONE”，按执行键，状态显示“投入”，表示高压缸正暖均热方式投入。

2、输入目标转速 1500rpm，输入升速率 100rpm/min，点击“进行/保持”，在操作面板上选择“GO”，按执行键，状态显示“进行”。检查高压调阀微微开启，冲转到 400 r/min 时，高压调节汽阀的开度被锁定，确认高压通汽阀处于全开位置。中压调阀逐渐开启控制转速。冲转到 500rpm，点击“进行/保持”，在操作面板上选择“HOLD”，按执行键，状态显示“保持”。检查转速稳定在 500rpm，检查汽轮发电机组运行情况。（#7 机正暖逻辑修改为：“正暖”一投入 DEH 即锁定高调门开度上限，暖机过程中高调门开度取决与正暖投入的时机：正暖按钮投入的合理时机是：汽机冲转升速当“手动参考”指令在 2-4% 之间。正暖投入前，由中压调门控制转速，正暖投入瞬间，中调门关小，高调门开启到一定位置，然后中调门继续开大控制转速。中速暖机时，根据高中压缸温升情况，联系热工改变偏置可调整高中压调门的开度以保证高中压缸温升情况一致。）

3、中压调阀预启阀开启，检查 BDV 阀自动关闭。

4、检查诊断机组运转正常，点击“进行/保持”，在操作面板上选择“GO”，按执行键，状态显示“进行”。中压调阀逐渐开启冲转到 1500r/min，进行中速暖机。

5、600 r/min 时，检查低压缸喷雾水自动开启，否则应手动开启。

6、在机组转速 1500rpm 时，应检查确认发电机碳刷活动正常，无跳动。

7、暖机过程中加强汽轮发电机组振动、各部金属温度温差、轴向位移、胀差、汽缸膨胀、润滑油温油压等监视。

8、中速暖机结束条件如下：(1)高压内下缸内壁温在 320℃以上。中压内下缸内壁温度在 305℃以上。(2)高中压缸膨胀 > 8mm。

3.2.2.43 中速暖机结束，升速至定速。

1) 中速暖机结束后，输入目标值 3000rpm，输入升速率 100rpm/min，点击“进行/保持”，在操作面板上选择“GO”，按执行键，状态显示“进行”。

2) 2000 r/min 时，检查顶轴油泵自动停止，否则手动停止，投入备用，注意监视润滑油系统压力正常，机组各轴承振动、回油温度正常。

3) 汽机转速 2600r/min 左右，根据需要进行危急保安器校对转速试验。

4) 汽轮机转速升到 3000r/min 后，参考启动曲线暖机时间进行暖机。确认润滑油温以及各轴承回油温度正常，将润滑油温度控制自动设定至 43℃。确认主油泵入口压力达 0.098~1.147MPa。轴承润滑油压力为 0.176Mpa。投入发电机氢气冷却器冷却水，投入氢温自动控制，设定值 43℃，检查定冷水温自动控制正常，设定值 45℃。检查发电机氢气系统、定冷水系统、密封油系统运行正常。

5) 定速后，根据需要进行有关试验：(1)手动脱扣试验（远方、就地）；(2)危急遮断器注油试验；(3)汽机 ETS 保护动作试验；(4)主汽阀、调节汽阀严密性试验。

6) 各种试验合格后，检查主油泵工作正常，确认主油泵出口油压 $\geq 1.372\text{MPa}$ 时，确认交、直流润滑油泵及交流启动油泵联锁投入，出口压力正常，主机润滑油压、主油泵入口油压正常，停运交流润滑油泵、交流启动油泵。

7) 汽轮机 3000r/min 暖机结束后，全面检查机组运行正常，由值长下令发电机并网。

3.2.2.44 汽机冲转升速过程注意事项

1) 冲转过程, 必须有现场人员, 严密监视汽轮机转速的变化及机组声音、振动、各轴承温度等变化情况。

2) 冲转过程, 应确认高压缸通风阀在打开位置, 并严密监视高压缸排汽金属温度的变化。

3) 冲转升速过程, 禁止进行手动方式下的增减转速。

4) 及时调整高低压旁路系统, 按启动曲线控制汽温、汽压。

5) 机组启动过程中, 化学应定期进行水质化验, 如水质不合格, 应及时开启#5 低加出口放水门, 对凝汽水进行充放水, 待凝结水水质补放至合格后, 方可切换至除氧器。汽轮机定速后, 应再次联系化学化验凝结水水质。

6) 及时调整凝汽器、除氧器水位、凝结水储水箱水位, 注意轴封压力的变化。冲转至 600r/min 后及时调整主机润滑油温设定值在 40°C; 3000rpm 时, 及时调整主机润滑油温设定值在 43°C。

7) 检查低压缸喷水调节阀自动控制正常, 低压缸排汽温度 80°C 以下。

8) 注意汽缸总胀变化的开始时间, 两侧膨胀应同步。

9) 注意差胀、轴向位移的变化, 应控制在允许范围内。

10) 低压加热器随机滑启, 疏水逐级自流。高中压缸联合启动方式下, 高加随机滑启, 疏水逐级自流至#3 高加, #3 高加通过事故疏水流至凝汽器; 中压缸启动方式下, 高加水侧随机投入, 待切缸过程完成后投入高加汽侧。

11) 根据风温、油温、水温、EH 油温、密封油温的要求, 及时投入冷油器、氢冷器、定冷器、EH 冷油器、密封油冷油器的冷却水, 并投入温度自动控制。

12) 禁止在临界转速附近停留, 如在临界转速范围内设定目标转速, 将被 DEH 拒绝。机组最高转速设定不超过 3050r/min, 否则设定无效。

13) 汽轮机在冲转过程中振动的控制。在冲转过程中振动超限, 立即手揪“紧急停机”按钮或就地手动脱扣器停机, 投入连续盘车, 检查大轴弯曲值, 待大轴弯曲值回到原始值并检查机内无异常、连续盘车时间足够(应不少于 4 小时)后方可重新启动。严禁降低转速暖机或强迫升速。所有轴承振动限值为:

1500r/min 以下 $\gt 30\mu\text{m}$

1500r/min 以上 $\gt 50\mu\text{m}$

临界转速区间 $\gt 100\mu\text{m}$

其相对轴振动限值为: $\gt 250\mu\text{m}$

14) 启动过程中必须注意监视汽机各部分金属内、外壁温差及温度变化率, 应符合附录对应曲线要求。

3.2.2.45 发电机并网

1) 发电机并网前的准备

1、确认发电机、主变、高厂变、高公变已恢复备用, 满足投运条件; 微正压装置已投运。

2、确认发变线组保护正常投入(发电机失磁保护、逆功率、断水、启动失灵保护除外), 故障录波器投入。发电机励磁系统处于备用状态, 启励电源投入。

2) 发电机采用单操方式经自动升压和自动准同期与系统并列

1、确认发变线组对侧线路处于充电备用状态。

2、检查主变高压侧开关三相已断开, 动力电源开关已断开, 控制方式在“就地”位置。

3、送上主变高压侧刀闸控制、动力电源, 远方合上主变高压侧刀闸, 加用发变组保护启动远跳压板, 然后断开其控制、动力电源。

4、合上主变高压侧开关动力电源开关, 将其控制方式开关置于“远方”位置。

5、分别启动主变、高厂变、高公变冷却器。

6、在 AVR 近控面板选择“通道 1”(或“通道 2”)。

7、在 AVR 近控面板选择“AUTO”控制方式。

8、确认发电机发电机转速稳定在 3000rpm。

9、在 DCS 励磁控制面板将“自动方式”置“1”。

10、在 DCS 励磁控制面板将“合励磁开关”置“1”。

11、在 DCS 励磁控制面板将“投入励磁”置“1”, 观察发电机电压自动上升至 22kV。

- 12、加用失磁保护、逆功率、断水、失灵保护压板。
- 13、投入同期装置，并选择同期点。
- 14、在 DCS 同期控制面板将待并列开关“同期允许”置“1”。
- 15、在 DCS 同期控制面板向 DEH 系统发同期请求信号。
- 16、待 DEH 发来“允许同期并列”信号后，将“启动自动准同期装置工作”置“1”。
- 17、观察同期装置自动将主变高压侧开关合闸并网，机组自动带 5% 额定负荷。
- 18、检查发电机三相电流平衡，调整无功正常，向合闸方向复位主变高压侧开关。
- 19、加用线路保护跳发变组压板，停用误上电、启停机保护。
- 20、将汽机 6.9mMCC 发电机起励电源停电。
- 21、汇报调度，发电机并网完成。

3) 机组升压、并网及带初负荷期间注意事项

- 1、励磁投入后的发电机升压期间，当发电机出口电压达到 9KV 时，确认励磁系统起励电源自动断开。
- 2、机组升压正常后应检查发电机三相电流在 60A 左右，励磁电流在 1770A 左右，励磁电压在 132V 左右，负序电流为 0，并及时加用发变线组启动失灵保护。
- 3、机组并网后应检查发电机、主变三相电流平衡情况。
- 4、机组并网后应加用线路保护跳发变组压板，停用误上电、启停机保护。
- 5、机组并网带 3% 负荷后，检查烟温探针处温度 580°C 退出烟温探针运行。同时注意保持主汽压力稳定，锅炉加强燃烧。
- 6、适当调整机组无功，保证机组不处于进相运行状态。
- 7、机组带初负荷暖机的时间根据蒸汽参数按机组启动曲线确定。
- 8、在机组带初负荷暖机期间应全面检查汽机振动、胀差、汽缸膨胀、轴向位移、轴承金属温度、润滑油回油温度、润滑油压、EH 油压、汽缸上下壁温差等各项参数在正常范围之内。
- 9、机组带初负荷阶段，加强主再热蒸汽参数、汽缸金属温度的监视，注意低压缸喷水自动控制情况，控制低压排汽温度在 47°C 以下，最高不得超过 80°C。
- 10、关闭主、再热蒸汽管道疏水门。
- 11、检查旁路维持主蒸汽压力 8.73MPa，随着汽轮机调门逐渐开大，旁路门逐渐关小。
- 12、按机组冷态启动曲线进行主、再热蒸汽温度升温。

3.2.2.46 机组升负荷

- 1) 根据汽缸温度，参考启动曲线进行初负荷暖机。将氢压升至正常值 0.414MPa，注意检查油氢差压正常，调整定冷水压至正常值，投入定冷水压力自动调整。检查氢温、密封油温、主机润滑油温、定冷水温、EH 油温自动调整正常，否则手动调整正常后投入自动控制。
- 2) 倒缸
 - 1、初负荷暖机结束后，调整燃料量，使高旁流量满足启动曲线要求，注意高低旁开度，检查高低旁路在自动状态，检查主汽参数符合启动曲线，主汽温与高压缸金属温度相匹配，检查高压缸排汽逆止阀、高压缸通风阀状态反馈正确。
 - 2、设定负荷目标值，设定升负荷率约 30MW/min 的速率升负荷。随着负荷增加，中调门逐渐开大，当调节器总设定指令大于 20% 时，检查中压调阀接近全开（约 90%），确认事故排放阀处于关闭位置。随后高压调阀逐渐开启，中压调门全开。
 - 3、蒸汽流量约 20%，检查“正暖”自动切除，确认高压缸通风阀自动关闭，高排逆止阀得电处于自由状态，被高压缸排汽冲开。
 - 4、负荷 60MW 时，检查防进水高压疏水阀组自动关闭，否则手动关闭。
 - 5、随负荷增加，高、低旁逐渐关闭，负荷升至约 90MW，高旁全部关闭，切缸升负荷结束，退出旁路系统运行。
 - 6、倒缸过程中，应注意监视机组高排金属温度、轴向位移、推力轴承金属温度、差胀、缸温的变化，监视主再参数变化，加强机炉协调，稳定燃烧。
- 3) 中压缸启动方式切缸完成后，按从低到高依次投入高加汽侧运行，#1、2 通过正常疏水阀控制，逐级自流到#3 高加，#3 高加通过事故疏水调节阀控制，疏至凝结器。

4)高低压旁路关闭后,将 DEH 投遥控,即“自动控制”画面“CCS 投入”状态显示为“投入”,DEH 从本地控制转为 MCS 控制,投入汽机主控自动,将机组运行方式切换为汽机跟踪方式,机前压力设置为 8.73MPa。负荷 120MW 时,检查防进水中压疏水阀组自动关闭,否则手动关闭。

5)启动第二台一次风机,调整两台风机出力平衡,一次风母管压力正常。

6)根据机组升温升压曲线,启动 E 制粉系统。

7)机组负荷在 160MW 左右,检查启动分离器储水罐水位降至 11.3 米,检查 361 阀关闭;361 阀全关后,关闭 361 阀后至冷凝器管道上的电动闸阀。暖水管路手动门开启,开启省煤器出口至启动分离器储水罐排水管道暖管电动门,开启启动分离器储水罐至二级减温水喷水门。

8)锅炉转直流运行后检查给水流量自动调节器跟踪正常,给水流量随锅炉热负荷升高逐渐升高。

9)当给水电动门旁路门开度大于 90%,开启电动给水门,将锅炉给水由旁路给水调节门控制方式切换为主给水管路运行。

10)若采用电泵启动,启动一台汽泵,与电泵并列运行,检查汽泵运行正常后,逐步增加汽泵转速降低电泵转速,电泵勺管至零位,维持初步转速运行,检查电泵再循环门开启。汽泵转速达 3100rpm,投入汽泵 MEH 遥控,汽泵转速由 MCS 控制,投入自动控制,注意监视燃水比,检查锅炉给水流量、启动分离器储水罐水位稳定。

11)升负荷至 180MW

1、目标负荷 180MW,按机组启动曲线进行升温、升压、升负荷,控制升负荷率 $\geq 3\text{MW}/\text{min}$,主汽温升率为 $1.5^\circ\text{C}/\text{min}$,再热汽温升率为 $2^\circ\text{C}/\text{min}$ 。

2、负荷大于 20%额定负荷,四抽压力达到 0.2MPa 以上,除氧器加热由辅汽切至四抽供汽,注意除氧器水位自动控制情况。

3、当负荷升至 180MW,主汽压应达 9.5MPa,主汽温约 465°C ,再热汽温约 430°C 。维持负荷、汽压不变,暖机 15 分钟。暖机后,主汽温升至 500°C ,再热汽温升至 460°C 。

4、负荷 180MW,检查防进水低压阀组自动关闭,否则手动关闭。

5、联系化学将给水 AVT (挥发物水处理,加氨、联氨)方式切至 CWT (加氨、氧)方式运行。CWT 运行方式许可条件:

A、所带负荷高于 180MW;

B、省煤器进口给水电导率 $<0.02\text{ms}/\text{m}$;

C、1 台以上给水泵投入运行。

6、负荷 180MW,空预器蒸汽吹灰转正式汽源。

7、负荷 180MW,根据情况可缓慢将轴封汽源由辅汽切至冷再供,维持轴封母管压力在 29kPa 左右,注意轴封汽温度正常,注意机组差胀的变化。正常情况下保持辅汽供轴封,不进行切换。

8、负荷 180MW,检查锅炉燃烧稳定,投入本机冷再或四抽供辅汽联箱。根检查辅汽联箱压力、温度正常。

12)机组负荷升至 300MW。

1、逐步增加 E 磨煤机煤量,调整其出力与 F、C 磨一致。以 $3\text{MW}/\text{min}$ 升负荷率,将机组负荷升至 240MW。

2、210MW 时,将#3 高加疏水切换为正常疏水至除氧器,关闭事故疏水门。投入高加疏水自动控制。

3、停止空预器蒸汽连续吹灰,炉膛和受热面蒸汽吹灰系统开始暖管投入。

4、目标负荷 300MW,控制升负荷率 $\geq 3\text{MW}/\text{min}$,升压率 $\geq 0.11\text{MPa}/\text{min}$,主汽温升率为 $1.5^\circ\text{C}/\text{min}$,再热汽温升率为 $2^\circ\text{C}/\text{min}$ 。负荷升至 300MW,保持 30min。

5、根据负荷情况,启动第二台汽泵运行,并列运行。若采用电泵启动,关闭电泵出口门,停止电泵运行,检查电泵辅助油泵自动启动,投入电泵联动备用,检查电泵出口门自动开启,开启电泵暖泵门和电机加热。

6、全面检查各疏放水门有无内漏。

7、当负荷升至 300MW，主汽压约为 13.8MPa，主汽温 550℃，再热汽温 530℃。维持负荷、汽压不变，暖机 15 分钟。投入锅炉主控自动，投入机组滑压运行方式，机组进入 CCS 协调控制方式运行。暖机后，主再蒸汽温度均升至额定值。

8、当屏式过热器出口蒸汽温度达到额定或二级减温水调门开度大于 80%，开启一级减温水供水总门，投入一级减温水。

9、将厂用电由 03 高备供电倒换为由高厂变和高公变供电。

10、启动 B 磨运行，投入 B 给煤机自动。检查燃烧稳定，逐步退出等离子运行。

13) 升负荷至 600MW

1、目标负荷 600MW，控制升负荷率 $\geq 6\text{MW}/\text{min}$ ，升压率 $\geq 0.2\text{MPa}/\text{min}$ 。

2、负荷 360MW，检查机组轴封系统达到自密封，由溢流阀控制轴封联箱压力 32kPa，溢流蒸汽流至凝结器。将辅汽作为第一备用汽源，供汽管道电动门和辅汽至轴封调节阀前电动门处于开启位置。

3、机组负荷升至 450MW 时，启动 A 磨运行。

4、负荷 480MW 以上，根据需要完成汽轮机真空严密性试验。

5、机组负荷 540MW 时，主汽压达到额定值，机组进入定压运行阶段。

6、当机组出力达到满负荷后，对锅炉进行一次全面吹灰。

7、当机组运行稳定后，缓慢将辅汽联箱汽源由冷再切至将四抽供，检查辅汽联箱压力、温度正常。将轴封溢流切至 8A 低加。

8、按调度要求投入 AGC 控制。

9、检查锅炉受热面金属温度不超温，偏差在允许范围内。

10、对锅炉本体和管道膨胀指示进行一次记录。

11、全面检查、调整使机组各设备、系统处于正常运行状态。

3.2.2.47 油模式启动与等离子启动的区别

1) 锅炉点火

1、依次启动 E3—E4—E1—E2—E6—E5 点火油枪。

2、检查点火油枪燃烧良好，依次启动 E3—E4—E1—E2—E6—E5 启动油枪；控制油枪的枪前压力在 0.6Mpa 以上。

3、开启空预器辅助蒸汽吹灰管道暖管，暖管结束后投入空预器连续吹灰。

2) 升温升压，加负荷。

1、依次启动 B3—B4—B1—B2—B6—B5 启动油枪，锅炉升温、升压。通过控制油压来控制油枪的流量，使同一位置的炉水温升率维持在 2℃以下。

2、启动一台一次风机，运行正常后启动一台密封风机，并将另一台投备用。

3、根据机组升温升压曲线，检查一次风温高于 160℃，启动 D 制粉系统。

4、负荷 180MW 左右，启动 A 制粉系统，以 1.1 t/min 的速度增加其出力。

5、A、D 磨煤机出力均加至 40t/h 以上，逐步停止 B 层各支启动油枪运行。

6、启动第二台一次风机，调整两台一次风机出力平衡，一次风母管压力正常。

7、启动 F 磨煤机运行，逐渐增加其出力至 40 t/h 以上，检查锅炉燃烧稳定，依次停止 E5、E6、E2、E1、E3、E4 启动油枪运行。

8、所有启动油枪停运，投入电除尘装置运行。

9、逐步启动 C、B、E 磨煤机运行，停 A 磨备用。

3.2.2.48 机组升负荷过程注意事项

1) 参照机组启动曲线进行升温、升压、升负荷。

2) 机组启动过程中，联系化学应连续监测各汽、油、水品质合格。

3) 锅炉点火后应加强空预器吹灰和对燃烧的监视和调整，防止灭火和烟道再燃烧。

4) 启动前后应记录锅炉各膨胀指示器位置，启动过程中发现膨胀指示器超标应暂停升温升压，待恢复正常后再继续启动。

5) 锅炉启动运行初期控制较低的给水流量流量（411.6t/h）。

- 6) 锅炉启动运行初期提高给水温度至 60℃或以上。
- 7) 在冷态冲洗、热态冲洗、升温升压各个过程中应严格控制汽水品质，品质不合格不得进入下一阶段。
- 8) 严密监视调速系统控制是否正常，高中压调阀有无卡涩现象。
- 9) 严密监视机组振动、差胀、总胀、轴向位移、汽缸金属温度、温升、温差、各轴承温度的变化，其数值控制在允许范围内。升负荷过程中，若高中压胀差增加较快时，应减缓升温升压升负荷速度，直至停止升温升压升负荷进行暖机，不得已时可适当降低蒸汽温度或关小调速汽门节流暖机。
- 10) 检查各冷却器自动温度调节正常，及时调整凝汽器、除氧器、加热器、闭冷水箱、定冷水箱水位正常，各油箱油位正常，油温符合要求。
- 11) 中压缸启动方式切缸过程结束，且旁路系统退出运行后，将机组的负荷控制由 DEH 切至 CCS 遥控。
- 12) 不宜在负荷低于 120MW 长久运行，并注意高排金属温度的变化。低压缸排汽温度不得超过 80℃，当低压缸排汽温度高于 47℃时，不宜加负荷。
- 13) 机组运行正常后，及时将轴封溢流切至 8A 低加。
- 14) 在有功负荷增加时，注意对无功负荷的调整。
- 15) 机组负荷大于 50% 以上应尽早投入机、炉协调控制。
- 16) 发电机升负荷过程中，应加强对发电机及励磁系统、主变、高压厂变参数的监视。尤其要加强对发电机各测点温度及碳刷运行情况的监视和检查。

3.3 温态、热态、极热态启动

3.3.1 温态、热态、极热态启动的规定

- 1) 机组启动前系统检查、辅机启动的操作步骤同冷态启动，其他操作、规定如在温态启动无特殊说明按冷态启动要求执行、操作。
- 2) 锅炉停止期间没有放水，锅炉上水时不须开启启动分离器前的排空气门。
- 3) 送、引风机已停运，锅炉点火前，在各项准备工作完成以后，启动送、引风机进行炉膛吹扫，尽可能地减少对炉膛的冷却。
- 4) 极热态、热态、温态启动时水质合格可以不进行锅炉清洗，否则机组清洗步骤及清洗完成标准按要求严格执行。
- 5) 抽真空前先送轴封汽，轴封汽温度应与汽缸温度相匹配。
- 6) 轴封送汽后立即抽真空。
- 7) 锅炉上水时要根据水冷壁和启动分离器内介质温度和金属温度控制上水流量，上水流量控制在 150t/h，启动分离器前受热面金属温度和水温降温速度不高于 2℃/min，水冷壁范围内受热面金属温度偏差不得超过 50℃可适当加快上水速度，但不得高于 300t/h。
- 8) 极热态、热态启动时，分离器压力等于或小于 9.0MPa 时才允许点火，必要时可通过

旁路系统或锅炉疏水门手动泄压至 8.73MPa。

9) 锅炉点火成功后, 确认凝汽器背压在 20kPa 以下, 投入旁路系统, 开启所有防进水保护疏水阀加强疏水。机组热态、温态启动采用中压缸冲转时, 将锅炉主汽压泄至 8.73MP 左右、再热汽压泄至 1.5MPa 左右时方可投入旁路系统。投入旁路前, 开启低压旁路阀前疏水手动门, 对低压旁路系统进行预热。旁路投入后关闭过热器出口疏水。检查减温系统自动调节正常, 高低压旁路减压阀自动调节正常, 旁路减温水无漏流现象。

10) 汽机冲转前, 必须保证主再热蒸汽管道及导汽管疏水阀全开且已连续疏水不少 15min。

11) 主、再参数接近冲转参数, 进行汽机复归时, 注意汽轮机转速的变化, 严密注意缸温。

12) 冲转前连续盘车时间不少于 4 小时, 检查汽机上下缸温差、大轴偏心率、盘车电流正常, 大轴弯曲值正常。

13) 冲转参数: 主再蒸汽压力温态 8.73MPa、热态和极热态 10.0MPa; 高、中压主汽阀前蒸汽温度要比高、中压内下缸温度高 50°C~80°C, 主再蒸汽温度在相应压力下, 至少有 50°C 以上的过热度。

14) 根据汽机金属温度, 检查主汽、再热汽温度应为正匹配(主汽温高于再热汽温, 差值在要求范围内), 且过热度应大于 50°C, 如不符合要求应用旁路系统调整汽温。

15) 汽机冲转条件满足, 选择中压缸启动方式。汽轮机状况允许时, 可以不进行中速暖机。

16) 极热态、热态、温态启动应严格控制缸壁温差、差胀、振动在规定范围内, 汽轮机冲转后应尽快升速。温态启动机组升速率选择为 150 rpm/min, 热态、极热态以 300 rpm/min 的速度冲转到 3000rpm, 投入低加汽侧运行。

17) 定速后尽快并列, 按缸温对应滑启曲线快速带负荷, 升负荷至冷态滑参数启动缸温水平对应的负荷, 避免金属冷却而出现负温差。避免汽缸冷却而产生额外的热应力或较大的负胀差, 直到负荷达到滑启曲线对应的负荷且高压负胀差明显回落或出现正胀差时, 停留暖机。升负荷率及暖机时间参考相应启动参考曲线选取。

18) 第一台汽泵应尽早冲转升速, 并入给水系统。适时投入过热器和再热器减温水运行。

19) 机组温态、热态启动采用中压缸冲转时, 冲转前不执行高压缸倒暖程序, 但高压调阀室预暖应按规定进行。极热态启动时可根据调阀室金属温度情况不执行高压调阀室预暖。

20) 机组热态、温态启动时应打开所有汽机防进水保护阀门, 保证汽机的疏水畅通。

21) 并网带初始负荷, 随着负荷增加, 完成切缸过程, 关闭旁路压力调整阀及减温水调整阀。注意检查 BDV 阀和 VV 阀、高压排汽逆止门动作正常。投入高加汽侧运行, 疏水通过 #3 高加危急疏水调节, 流至凝结器疏扩。

22) 避免长时间停留在低负荷阶段, 尽快带上较高负荷, 但在增加锅炉热负荷时, 应与蒸汽负荷相匹配。加强燃烧调整防止锅炉过热器或再热器超温。

3.3.2 温态、热态、极热态的冲转参考参数

3.3.2.1 温态启动

主汽压	8.73MPa	主汽温	410°C
再热汽压	1.1MPa	再热汽温	380°C
凝汽器背压	11kPa	升速率	150rpm/min

3.3.2.2 热态启动

主汽压	10.0MPa	主汽温	480°C
再热汽压	1.1MPa	再热汽温	450°C
凝汽器背压	11kPa	升速率	300rpm/min
极热态启动			
主汽压	10.0MPa	主汽温	>500°C
再热汽压	1.1MPa	再热汽温	>480°C
凝汽器背压	11kPa	升速率	300rpm/min

3.4 机组停运

3.4.1 停运前的准备

- 1) 值长接到停机命令并明确停机的原因、时间、方式和停机中需要采取的特殊措施后,应通知各相关部门及各岗位做好停机前的准备及工作安排。
- 2) 对机组进行全面检查并对机组缺陷进行统计。
- 3) 仔细检查四管泄漏装置的历史记录值,分析受热面是否存在微漏。
- 4) 机组大、小修或停炉时间超过 7 天,应将所有原煤仓烧空。
- 5) 做好辅汽、轴封及除氧器汽源切换的准备工作,使切换具备条件。
- 6) 对等离子和炉前燃油系统全面检查一次,确认系统备用良好,燃油储油量能满足停炉的要求。
- 7) 停炉前应对锅炉受热面(包括空预器)全面吹灰一次。
- 8) 分别进行主机交流润滑油泵、主机直流事故油泵、顶轴油泵、小汽机备用润滑油泵和直流油泵、主机和小机盘车电机试转,检查其正常备用,若试转不合格,非故障停机条件下应暂缓停机,待缺陷消除后再停机。
- 9) 全面抄录一次蒸汽及金属温度,然后从减负荷开始,在减负荷过程,应每隔一小时抄录一次。
- 10) 机组正常停运方式选择。正常停机适用范围:机组正常停止备用,锅炉和汽轮机本体无停机检修项目,不需要对锅炉和汽轮机及相关的管道进行冷却。滑参数停机适用范围:机组正常停止后进入检修状态,对锅炉和汽轮机及相关的管道进行冷却,尤其是汽轮发电机组本体进行停机抢修,需要及早停止盘车的停机过程。

3.4.2 滑参数停机过程:

3.4.2.1 机组负荷从 600MW~450MW

- 1) 停机前 4 小时,300MW 负荷以上进行炉膛、受热面和空预器全面蒸汽吹灰。
- 2) 汇报调度,停用 AGC,接值长减负荷令,设定目标负荷为 540MW、降负荷率为 $\geq 15\text{MW}/\text{min}$,锅炉燃烧量减少,保持主汽参数额定,按照机组滑参数停机曲线,开始降负荷。
- 3) 联系#4、5 机及三期另一台机组,将本机辅汽切为由邻机供汽,并且确认辅汽系统运行正常,本机四抽至本机组辅汽压力调节阀关闭。若没有邻机汽源时,将四抽汽源切换至本机冷再汽源供给。
- 4) 在主控画面上设定目标负荷为 450MW,按照锅炉、汽轮机滑停曲线要求降温、降压。负荷变化率不高于 $15\text{MW}/\text{min}$,主汽压变化率不高于 $0.446\text{MPa}/\text{min}$ 。
- 5) 负荷 510MW,检查主机轴封压力正常,并检查辅汽至轴封汽源正常备用。
- 6) 逐渐减少给煤机 D 转速,磨煤机 D 存粉抽尽后停止其运行。
- 7) 负荷 480MW,根据情况做真空严密性试验。

3.4.2.2 机组负荷从 450MW~300MW

- 1) 在主控画面上设定目标负荷为 300MW。
- 2) 控制负荷变化率不高于 $15\text{MW}/\text{min}$ 。
- 3) 视燃烧情况逐步减少给煤机 E 转速,磨煤机 E 存粉抽尽后停止其运行。

4) 负荷 360MW 左右, 检查轴封汽溢流阀关闭, 确认辅汽供轴封蒸汽压力自动调整正常, 轴封母管压力、温度正常。

5) 负荷至 300MW, 检查炉膛、受热面、空预器吹灰结束。空预器投连续吹灰, 将空预器密封间隙自动调节装置提升至最大位。

6) 主、再热蒸汽温度尽量维持额定值, 当一、二级减温水调节门全关后, 解除一、二级减温水自动, 再热蒸汽事故减温水和烟气挡板全关后解除再热蒸汽温度自动。

7) 退出一台汽动给水泵运行。

8) 当负荷降至 300MW 时检查各系统运行参数、自动控制正常。解除协调控制, 改为汽机跟踪模式运行。稳定 15 分钟。

3.4.2.3 机组负荷从 300MW~180MW

1) 在主控画面上设定目标负荷为 180MW。控制负荷下降速率 $\geq 3\text{MW}/\text{min}$, 主汽压下降速率 $\geq 0.1\text{MPa}/\text{min}$, 主再蒸汽温度由额定开始下滑, 控制主汽温降率为 $0.75^\circ\text{C}/\text{min}$, 再热汽温降率为 $1^\circ\text{C}/\text{min}$ 。负荷 200MW 时, 稳定 20 分钟。注意主汽温不得低于 ETS 动作值。

2) 将厂用电由高厂变和高公变供电倒换为#03 高备供电。

3) 当锅炉负荷降低到 240 MW 时, 维持该负荷运行 10 分钟, 保持三台台磨运行, 投入等离子点火器或启动油稳燃。

4) 负荷值降至 180MW 时, 全面检查各系统运行参数、自动控制正常。检查防进水低压疏水阀组自动开启, 否则手动开启。

5) 负荷 180MW 时, 视情况将锅炉给水由主给水管路切换至低负荷给水调节门控制。将空预器吹灰汽源切至辅汽供给。联系化学将给水处理由 CWT 切换为 AVT 方式运行。

6) 等离子点火器稳燃时, 等离子启动后可根据机组减负荷要求, 停止 B 层磨煤机运行。

7) 当两台一次风机导向挡板开度小于 25%, 停止一台一次风机运行。

3.4.2.4 机组负荷从 180MW~60MW

1) 锅炉由干态转为湿态后, 检查给水流量维持在 411.6 t/h。

2) 当启动分离器水位高于 12000MM, 检查启动分离器储水罐水位调节阀自动开启, 维持水位 12000MM。关闭启动分离器储水罐自二级减温水门, 关闭省煤器出口供启动分离器储水罐排水管道暖管阀。

3) 负荷 120MW 时, 检查机组防进水中压疏水阀应自动打开, 若不能自动打开则手动打开。将除氧器汽源由四抽倒至辅汽联箱。汇报值长, 发电机做好解列停机准备。

4) 机组继续降负荷, 减少锅炉燃烧量, 进行机组降温、降负荷, 控制负荷变化率不高于 $6\text{MW}/\text{min}$ 。根据煤量停运 C 磨并抽尽积粉, 保持 F 磨运行。

5) 负荷 90MW 以下时, 加强监视低压排汽缸温, 注意低压缸喷水投入情况。根据锅炉要求, 投入高低压旁路运行, 调整旁路系统一、二、三级减温水正常。

6) 负荷 60MW, 检查主机防进水高压疏水阀组应自动开启, 否则应手动打开。

7) 退出高、低压加热器汽侧运行, 应注意加热器的水位变化情况。

8) 检查汽机低压缸喷水自动调节正常, 并维持低压缸排汽温度不大于 50 度。

9) 特殊情况下须将 F 磨积粉抽尽, 联系脱硫停运电除尘, 投入 F 层点火油后停止 F 磨。正常停运采用直接停 F 磨方式。

3.4.2.5 负荷至 60MW, 启动主机交流润滑油泵、交流启动油泵运行, 检查其正常。

1) 汇报值长, 要求打闸停机。

2) 得到值长打闸令, 手揪“汽机跳闸”按钮或就地打闸, 检查高中压主汽阀、调阀、各级抽汽逆止阀、高排逆止阀、各级抽汽电动阀关闭, 高压缸通风阀及事故排放阀开启, 汽机转速迅速下降。

3) 检查逆功率保护动作, 发电机自动解列。检查发电机三相电流、励磁电流全部回零, 检查发变组出口开关已断开, 位置指示正确, 断开发电机励磁开关, 加用发电机启停机保护和误上电保护, 停用发电机失磁保护、逆功率保护、线路启动失灵保护及发变组保护屏线路跳发变组(外部重动 3 投跳)压板。

4) 汇报调度。

3.4.2.6 启动油枪稳燃停机方式:

1) E 层启动油枪投入运行前停止电除尘器运行; E 层启动油枪投入且燃烧稳定后, 停止 B 层磨煤机运行。

2) B 层启动油枪逐步投入运行, 逐步降低锅炉负荷, 停止 C 磨煤机运行。同时切除给煤自动。

3) 锅炉负荷降低到 150MW 并稳定 10 分钟后, 可停止 F 磨煤机运行。

4) 所有磨煤机停止后, 停止一次风机运行, 停止磨煤机密封风机运行。

5) 汽机打闸后, 解列油枪。锅炉灭火。

3.4.2.7 等离子方式下为保证 F 磨积粉抽尽, 可采用下列措施:

1、投入 F 层点火油枪 3 条, 停止 F 给煤机, F 磨煤机抽粉 3-5 分钟后停运 F 磨。

2、手动 MFT 或解列点火油枪, 锅炉灭火。

3、检查油枪、一次风机、密封风机停运。

3.4.3 汽机打闸后的操作

1) 无特殊情况禁止在 2000r/min 以上开启真空破坏门。在惰走过程中应注意监视润滑油压力、温度变化正常。

2) 根据实际情况, 关闭高、低压旁路, 退出旁路系统运行。

3) 转速 2000r/min, 检查顶轴油泵自启动, 否则手动启动一台运行, 检查顶轴油母管及各轴承顶轴油压力正常。

4) 检查汽机低压缸喷水正常, 低压缸排汽温度不大于 47°C, 600r/min 时停止低压缸喷水。

5) 关闭主、再蒸汽管道及低旁前疏水阀, 停炉放水后开启主、再热蒸汽管道疏水阀。

6) 锅炉熄火后, 确认旁路系统隔离, 无蒸汽及有压疏水进入凝汽器, 停真空泵, 开高、低压凝汽器真空破坏阀。破坏真空前, 解除防进水联锁, 将主机、小汽机本体疏水、高压导汽管疏水、高排逆止门前疏水、抽汽逆止门前疏水等汽机本体疏水关闭, 防止热状态的汽轮机进冷气。

7) 转速到零, 投入连续盘车, 记录惰走时间、大轴弯曲值、盘车电流。

8) 凝汽器背压上升到 101.3kPa, 停运轴封系统, 停止轴抽风机。

9) 加强对汽机各部金属温度监视, 定期对各金属温度抄表, 直到满足条件停止盘车为止, 防止停机后进冷气、冷汽、冷水。

10) 停 EH 油泵, 根据需要维持 EH 油循环泵及再生装置运行。

11) 联系化学, 切除凝结水精处理装置。

12) 根据闭冷水的温度和开冷水负荷情况, 停运开冷水泵。

13) 机组短时停运, 保持定冷水系统正常运行。若机组长期停运, 定冷水系统停运, 并排尽定冷水系统积水, 联系检修发电机充氮密封。

14) 除氧器补水正常, 无凝结水用户且无高温汽水进入凝汽器, 凝结器温度呈下降趋势, 可停止凝泵运行, 开启凝结器热井底部放水。

15) 汽机低压缸排汽温度低于 50°C, 杂用水倒为邻机, 停最后一台循环水泵。

16) 当高压缸调节级金属温度下降到 150°C, (且高中压缸上下金属温度差均小于 4), 满足盘车停运要求, 停盘车装置, 待转子静止后, 停顶轴油泵。

17) 发电机的气体置换一般要求在主机连续盘车停止后进行, 置换过程中应严密监视密封油各箱体油位的变化, 防止发电机进油的发生。

18) 气体置换结束且汽机盘车停运后, 停止密封油系统运行。

19) 确认盘车和密封油系统停运后, 高压缸金属温度降低至 120°C(或盘车已停运 8 小时), 方可停用主机润滑油系统及净油装置。

20) 停止闭冷水泵, 停凝补水泵。

21) 做好停机后各设备的保养及检修隔离工作。

3.4.4 发电机解列后锅炉的操作:

1) 停止 F 磨, 确认炉 MFT 动作正常, 锅炉灭火。

- 2) 检查给水泵跳闸。
- 3) 锅炉熄火后,送、引风机保持运行,保持 30%MCR 通风量吹扫 10 分钟。解列炉前燃油系统后,停止送风机、引风机,检查确认锅炉各人孔、看火孔及各烟、风挡板关闭严密,关闭有关挡板闷炉。
- 4) 汽机打闸后,确认过热器、再热器减温水隔离阀、调节阀关闭。
- 5) 锅炉熄火后,关闭取样隔离阀。
- 6) 捞渣机渣量捞尽后停止捞渣机运行。
- 7) 空预器入口烟温低于 60°C,停火检冷却风机,空预器入口烟温低于 45°C时停止等离子冷却风机。
- 8) 保持两台空预器运行,空预器进口烟温<150°C,才能将其停运。

3.4.5 发电机解列后电气的操作

- 1) 确认发变组出口开关在分闸位。
- 2) 确认发电机励磁开关在分闸位。
- 3) 申请调度,断开发变组出口刀闸。
- 4) 停止主变、高厂变、高公变冷却器运行。
- 5) 将 6kV A、B、C 段工作电源开关拉至试验位置,断开其操作、动力电源。
- 6) 断开 6kV A、B、C 段工作电源进线 PT 低压侧空气开关。
- 7) 检查氢气冷却器停运,启动氢气循环风机运行并保持氢气干燥器连续运行以维持氢气湿度在正常范围内。
- 8) 若发电机停运后进行检修,应断开 1PT、2PT、3PT 二次快速小开关,拖出 1PT、2PT、3PT 小车;从外围将励磁系统、发变组保护装置交直流电源停电(柜内开关、保险均不操作)。

3.4.6 机组停运的注意事项

- 1) 机组正常停运应参照《机组正常停运曲线》(见附录)严格控制整个进程。
- 2) 停机过程中加强汽缸上下温差、低压缸排汽温度、转子偏心度、各轴承振动、差胀、轴承金属温度等参数的监视。
- 3) 定期倾听汽轮发电机组动静部分有无摩擦声。
- 4) 注意主机油系统工作正常,氢气没有置换前应注意密封油系统运行正常。
- 5) 转子静止后,及时记录转子惰走时间,通过与历次停机正常惰走时间比较,确认主机惰走时间是否正常,惰走异常应查找原因。
- 6) 滑停过程中应参照滑停曲线要求,控制汽温、汽压下降速度和各个负荷阶段停留时间,控制机组胀差在正常范围内。注意主汽温不得低于保护动作值。进行磨煤机停运操作时,应密切注意主汽压力、温度、炉膛压力的变化。
- 7) 在机组滑停过程中要严密监视锅炉热应力和锅炉受热面金属温度,注意上述参数不得超过锅炉和汽轮机的允许报警值,否则要停止降负荷、降温、降压。
- 8) 停炉后过热器出口压力未到零以前,应有专人监视和记录各段壁温。
- 9) 滑停过程中,应加强对主蒸汽参数的监视,尤其是主蒸汽过热度大于 50°C,若小于 50°C,应立即打闸停机。汽机侧主、再热汽温在 10min 内急剧下降 50°C时,应破坏真空紧急停机。
- 10) 滑停过程中,主、再热蒸汽的温度偏差应满足主、再热蒸汽温度偏差曲线的要求,否则应立即打闸停机。
- 11) 在机组停机破坏真空后,与汽缸直接相连的疏水阀、导汽管疏水等本体疏水在缸温降到 150°C之前严禁开启。
- 12) 降负荷过程中注意各水位正常,及时退出高低压加热器运行。给水泵最小流量阀可根据负荷情况提前手动打开。
- 13) 滑停过程中注意加强机组声音、各轴承振动、轴向位移、差胀、轴承金属的监视。
- 14) 机组应尽量避免在 180MW 负荷下长时间运行,解列前迅速将发电机有功减至 60-90MW,无功降至 5MVar,手动脱扣汽机。

15) 检查高中压主汽门、高中压调门、各级抽汽逆止门、高排逆止门关闭, V V 阀及 BDV 阀开启。

16) 注意记录转子惰走时间。转子静止后延时 30s 检查盘车电机自启动, 10s 后检查确认盘车装置自动啮合, 否则就地手动投入盘车。主机盘车投入后, 定时记录转子偏心度及高中压缸胀、差胀、高中压缸第一级温度、轴向位移等。盘车运行期间, 严密监视汽缸金属温度变化趋势, 杜绝冷汽冷水进入汽轮机。

17) 盘车装置如因故不能投入, 应保持润滑油和顶轴油运行, 立即采用定期手动盘车, 每隔 20min 盘动转子 180 度, 并设法尽快恢复连续盘车运行。如果盘车在运行中跳闸, 则应立即试投一次, 如投入不成功, 并确认是阻力大引起, 则表明转子已弯曲, 应改用定期 180 度的手动盘车, 严禁强行投入连续盘车, 加强对转子偏心度、晃动度监视, 同时检查汽缸疏水系统, 查找原因, 直到热弯曲消失手盘轻松后投入连续盘车。无润滑油和顶轴油运行时严禁盘动转子。

18) 盘车运行期间, 润滑油温应在 27~40°C 之间, 保持发电机密封油系统运行正常。定时倾听高低压轴封声音。

19) 盘车应连续运行直至高压缸第一级金属内壁温小于 180°C, 方可改为间断盘车。

20) 当高压缸第一级金属内壁温小于 120°C 时, 若发电机已经进行气体置换且密封油系统停运, 可停运主机交流润滑油泵。

21) 停机后盘车期间禁止检修与汽轮机本体有关的系统, 以防冷空气倒入汽缸, 特殊情况必须汇报总工批准。且需执行以下规定:

1、因盘车装置故障或其它确实需要立即停用盘车的检修工作, 中断盘车后, 在转子上的相应位置做好记号, 并记录停止盘车的时间。

2、高压缸第一级内壁温在 350°C 以上时, 停盘车不能超过 3min, 如有紧急工作, 每停 1min, 应进行至少 10min 的连续盘车, 直到转子偏心度恢复正常为止。

3、高压缸第一级内壁温在 220°C 以上时, 如有紧急工作, 每停 30min, 应盘车 180°或连续盘车直至转子偏心度恢复正常为止。

4、盘车中断后, 在恢复连续盘车前应先手动盘车 180°, 等待盘车停用时间的一半后再继续连续盘车。此时应特别注意转子的偏心度, 盘车电流无过大的升高或晃动。

5、在连续盘车期间, 汽缸内有明显的金属摩擦声, 且盘车电流大幅度晃动(非盘车装置故障)应立即停止连续盘车, 改为定期手动盘车时行直轴, 直至可以恢复使用盘车装置为止。

6、若转子卡住, 不允许强行盘车。

7、顶轴油系统工作失常, 盘车转子出现“爬行”现象, 降低油温(大于 27°)仍不能消除, 应停止连续盘车, 每隔 10min 转动转子 180°以保持转子伸直, 直到投入连续盘车面不发生爬行现象为止。

22) 停机时间少于 6 小时需要再次启动的, 不必开启主蒸汽管道的疏水, 在再次启动冲转前开启, 进行 3~5min 的疏水。对于机本体及导汽管疏水可在冲转前时行 5min 的疏水, 而此前保持关闭状态。

23) 停机后, 应注意上、下缸温差, 主、再热蒸汽管道的上、下温差的变化。如出现上、下缸温差急剧增大, 应立即查明原因, 并及时切断水、汽来源, 排除积水。

24) 根据值长命令, 当锅炉压力 0.8MPa 时采取热放水方式养护, 或采用加热充压法、干燥保养法、充氮保养法、湿式保养法等养护方法。

25) 机组在降有功负荷时, 励磁应相应地调整, 维持机端电压正常。

26) 在正常情况下的解列采用先打闸关主汽门, 逆功率保护动作将发电机与系统解列。

3.4.7 机组的正常停机:

1) 机组滑参数停止和正常停止的准备工作、操作相同。

2) 机组的滑参数停止和正常停机的不同点:

1、滑参数停机需要按照滑停曲线降温降压, 正常停机尽量维持主再热蒸汽温度。

2、滑参数停机需要解除 MFT 电动给水泵勺管联锁置“0”或汽泵保护, 以便锅炉灭火后继续保持给水泵运行对锅炉进行冷却。

3、正常停机负荷 90MW 以上, C 磨抽空停运后, 采用分离器储水罐上满水后直接手动

MFT 或停运 F 磨煤机，机炉电大联锁停机方式。

3.4.8 锅炉快速冷却

- 1) 当锅炉受热面有抢修工作或其它原因需停炉时，可采用将锅炉快速冷却去压的方法。
- 2) 停炉后炉膛正常通风 10 分钟，依次停止送、引风机运行，对锅炉进行封炉。
- 3) 凝汽器维持正常真空，逐渐开启旁路进行主汽系统降压，将主汽压力降至 8.92MPa。主汽压降压速率不大于 0.3MPa/min。
- 4) 开启汽水分离器排水至凝汽器电动门，检查汽水分离器排水至锅炉疏水箱电动门关闭。启动电动给水泵，以 150T/H 的流量向锅炉上水。将 361 阀投自动，启动分离器储水箱水位达到 12 米，检查 361 阀自动跟踪良好，逐渐增大锅炉上水量至 400T/H。
- 5) 控制启动分离器前的介质温度和水冷壁各部分金属降温速度不高于 3°C/min，各管金属温度偏差不高于 50°C，启动分离器排水至凝汽器压力不超过 0.6MPa。
- 6) 在水冷壁上水冷却的同时逐渐开启旁路门以不大于 0.3MPa/min 的速度进行主汽系统降压，主蒸汽压力降至 0.2MPa 以下，分离器温度降低至 120°C 以下，全开旁路。
- 7) 启动分离器前介质温度达 180°C，启动引、送风机对炉膛进行通风冷却。
- 8) 启动分离器进口温度接近给水温度，停止电动给水泵运行。
- 9) 炉膛各部分的烟气温度和排烟温度达到 50°C，停止送、引风机运行。
- 10) 根据检修需要决定是否开启烟风系统的风门挡板。

3.5 停机后的保养

3.5.1 停机后锅炉保养

3.5.1.1 锅炉停炉保养的目的主要是为了防止或减轻锅炉受热面管的腐蚀，主要的基本原则为：

- 1) 不让空气进入锅炉汽水系统；
- 2) 保持停用后锅炉汽水系统金属表面的干燥；
- 3) 使金属表面形成具有防腐作用的薄膜，以隔绝空气；
- 4) 使金属浸泡在含有除氧剂或其它保护剂的水溶液中。
- 5) 锅炉的停炉保养方法的选择根据锅炉停用时间长短、停用后有无检修工作以及当地的环境条件来确定；
- 6) 对于冬季的停炉，应充分考虑锅炉防冻的要求。
- 7) 停炉保养方法的确定应充分考虑人员和环境安全的要求，不宜采用对人体和环境有害的保养方法。
- 8) 停炉保养期间，不仅要充分注意管内的防腐，而且受热面外部的防腐也应充分重视。
- 9) 锅炉停炉检修时，工作人员只有在确定全部截止阀和挡板已闭锁在关闭位置后，才可进入炉内。
- 10) 在停炉期间，可能时应对受压的内外壁进行检查，发现非正常的磨损或结垢，应查找原因并予以消除。
- 11) 在大修期间，应仔细检查全部燃烧器的烧损情况，校验全部挡板操作是否灵活。
- 12) 燃烧调节和其它调节设备，如给水调节阀和蒸汽温度调节装置，应一直处于最佳的调整状态。

3.5.1.2 停炉保养的方法

- 1) 锅炉停炉保养的方法原则上分为湿法保护和干法保护
- 2) 湿法保护是锅炉停炉后，锅炉汽水系统和外界严密隔绝，用具有保护性的水溶液充满锅炉受热面，防止空气中的氧进入锅内。干法保护是使锅炉内表面处于干燥状态，以达到防腐的目的。
- 3) 湿法保护分为氨-联氨保护法、氮压保护法等多种方法。

4) 干法保护分为充氮保护法, 余热烘干法、钝化加热炉放水法、干空气吹扫保护法等。

3.5.1.3 停炉保养方法的选择

锅炉作为备用, 电网一有要求就应立即启动的锅炉可采用湿法保护; 而锅炉处于计划停炉, 重新启动前有足够的时间可采用干法保护。

对于超临界本生炉的停炉保养方法:

停炉时间	T<60h(*2)	60h≤T<2周	T≥2周
操作	保持正常的停用状态	当过热器压力低于 60KPa 后, 过热器充入氮气	用氮气置换省煤器以及过热器系统介质, 如果锅炉没有充满水, 应首先向锅炉注水, 如果锅炉停炉后立即立即充氮, 可在锅炉压力降至 350KPa 时开始置换。
省煤器至启动分离器	充满除盐水 (PH: 9.4 ~ 9.5, 25℃) (*1)	充满除盐水 (PH: 9.4 ~ 9.5, 25℃) (*1)	充氮密封(设定压力 30-60KPa)
过热器系统	保压密封	充氮密封(设定压力 30-60KPa)	充氮密封(设定压力 30-60KPa)
再热器系统	保持干态(由冷凝器维持真空)		

注: (*1)对于化学清洗后的停炉, 用联氨浓度为 100mgN₂H₄/l 的除盐水充满保养。

(*2)对于停炉时间 < 60h 的停炉保养, 推荐使用标准方法, 直至锅炉的保养压力 ≤ 60KPa。

3.5.1.4 冬季(环境温度低于 5℃)停炉后的防冻:

- 1) 停炉后检查投入有关设备的电加热或汽加热装置, 由热工投入有关仪表加热装置。
- 2) 机、炉房各伴热系统投入正常, 发现缺陷及时处理, 伴热管道冬季尽量不要检修。
- 3) 停炉检查锅炉的人孔门、检查孔及有关风门、挡板关闭严密, 防止冷风侵入。
- 4) 机组各辅机设备和系统的所有管道均应保持管内介质流动, 对无法流动的部分要将介质彻底放尽。
- 5) 锅炉放水时, 应采用带压放水, 全开炉本体管道联箱的所有放水、疏水、放空气门。

3.5.2 停机后汽机保养

3.5.2.1 汽机的停运不超过 10 天, 应做好下述防腐保养措施

- 1) 隔绝一切可能进入汽轮机内部的汽、水系统, 并开启本体疏水阀。
- 2) 隔绝与公共系统连接的有关汽、水、气阀门, 并放尽其内部剩汽、剩水、剩气。
- 3) 所有的抽汽管道逆止门后、主再汽管道、旁路系统疏水阀应开启。
- 4) 放尽凝汽器热井、循环水进出水室等剩水。
- 5) 放尽加热器汽侧剩水, 加热器水侧采用湿式保养。
- 6) 除氧器采用湿式保养。
- 7) 小汽机的有关疏水阀打开。
- 8) 注意循环水坑水位, 防止满水, 保持排水泵在运行。
- 9) 保持润滑油净化系统随主机润滑油系统运行方式连续运行, 监视系统运行正常。
- 10) 保持 EH 油循环系统连续运行, 监视系统运行正常。
- 11) 在冬季, 若上、下缸温差大, 则应关闭汽缸本体疏水阀、有关抽汽管道、主再热汽管道疏水阀。下缸穿堂风大, 应设专用遮拦, 保温层不好应修复。
- 12) 冬季机组停运后, 严格执行防冻措施, 特别是当汽机房室温可能低于 5℃或室外会造成冰冻的情况下, 有关设备与系统应采用保温、放尽剩水或定期启动等方法, 以防设备损坏。

3.5.2.2 机组停用时间超过 10 天, 应进行下列保养措施。

- 1) 隔绝一切可能进入汽轮机内部的汽、水系统, 并开启本体疏水阀。
- 2) 隔绝与公共系统连接的有关汽、水、气阀门, 并放尽其内部剩汽、剩水、剩气。

- 3) 所有的抽汽管道、主再汽管道、旁路系统疏水阀应开启。
- 4) 放尽凝汽器热井、循环水进出水室等剩水。
- 5) 小汽机的有关疏水阀打开。
- 6) 注意凝汽器循门坑水位，防止满水，保持排涝泵在自动运行方式。
- 7) 加热器汽、水侧（#7、#8 低加汽侧除外）、除氧器水箱和轴封加热器水侧进行充氮保养，氮气压力维持在 30kPa。
- 8) 所有停运设备和系统内的剩水应全部放尽。
- 9) 冬季机组停运后，严格执行防冻措施，特别是当汽机房室温可能低于 5℃或室外会造成冰冻的情况下，有关设备与系统应采用保温、放尽剩水或定期启动等方法，以防设备损坏。
- 10) 冬季机组停运后，主机润滑油、盘车系统采用每周投运一次的方法保养、防冻，操作方法如下：
 - 1、放尽各油箱底部积水；
 - 2、当主油箱油温低于 10℃时投运润滑油电加热装置，待主油箱油温高于 10℃时投运润滑油净化系统；当主油箱油温高于 32℃时停运润滑油加热装置。
 - 3、启动主油箱排烟风机，启动交流润滑油泵。
 - 4、将一台冷油器的油侧投入运行，6 小时后切换至另一台冷油器。
 - 5、检查确认润滑油压力、温度、滤网差压、油质等正常；当润滑油温度达到 50℃，停止系统运行。
 - 6、交流润滑油泵、交流启动油泵和排烟风机运行的时间为 12 小时。
 - 7、主机盘车每次投入运行半小时，密封油可由润滑油系统供应。
- 11) 冬季机组停运后，抗燃油系统采用每周投用一次的方法保养、防冻,具体步骤如下：
 - 1、抗燃油温低于 20℃，投运抗燃油循环系统，投入电加热自动，运行时间为 24 小时。
 - 2、投入一台 EH 冷油器油侧运行，12 小时后切换至另一台运行。
 - 3、启动 EH 油泵，半小时后切换至另一台运行，每台泵的运行时间为 30 分钟。检查确认 EH 油箱油温、泵出口压力、滤网差压等正常。
 - 4、定期监测 EH 油质。

3.5.3 停机后电气保养

- 1) 发电机停止运行后，及时关闭氢冷器进出口水门，停止定冷器，防止发电机过冷。
- 2) 盘车期间氢气未置换，保持氢气系统循环风机和干燥器正常运行
- 3) 发电机备用期间，保持微正压装置运行。
- 4) 定期检测绝缘情况。根据天气情况，投入电机加热装置。

4 机组正常运行调整及维护

4.1 机组正常运行调整及维护通则

- 1) 机组运行应坚持安全第一的方针，同时应考虑机组的经济运行。
- 2) 运行值班员应按规程及相关的规定，认真操作、检查、监视和调整，随时注意各种仪表的指示变化，采取相应正确的维护措施，调节各参数在允许范围内。
- 3) 认真填写运行日志，保证设备的正常、安全、经济运行和正常使用寿命。
- 4) 机组运行中要充分利用和发挥自动控制系统的作用，确保设备运行工况的稳定和运行参数的调节质量。在控制系统自动运行时，运行人员要加强画面参数的巡视和运行参数的分析。发现自动控制系统不能正常运行，要立即将故障的自动系统切换成手动进行调整确保运行参数正常。并联系热控人员进行处理。

5) 密切注意监视画面上参数的变化,发现参数偏离正常要及时进行调整,不得使参数超出正常运行调整范围。在参数不严重偏离正常值的情况下尽量保持参数平稳变化,防止大幅度调整造成参数振荡。

6) 当出现参数报警要认真进行检查、核实、分析并积极进行调整,必要时要联系巡检人员到就地进行核实、检查,禁止不加分析盲目复置报警。

7) 在机组出现异常,出现较多参数异常和报警要立即组织能够参与异常消除的力量积极进行协作调整。在调整过程中要注意抓住主要矛盾和重要参数进行调整,待主要参数基本调整正常再逐一进行其他参数调整。

4.2 机组运行方式及切换

4.2.1 机组运行方式及说明

机组共有 AGC、CCS 协调方式、汽机跟随方式 TF、锅炉跟随方式 BF、手动方式五种运行方式。

1) AGC 自动发电控制方式。

1、机组负荷指令控制方式分 ADS 和 LOCAL 两种方式。AGC 指令的产生及下发:调度的 EMS 系统根据电网频率、机组出力、省际交换功率等实时信息计算出受控机组的出力指令,经远动通道下发到机组中。当在机炉协调控制方式下满足自动发电控制的条件时,采用自动发电控制模式,此时机组的目标负荷指令由调度控制系统给定,全能正值班员不能进行干预。

2、当机组在大于 300MW 且 CCS 协调方式运行时,若 AGC 系统正常可投用,可由运行人员在“负荷管理中心”画面上投入 AGC 方式,机组出力由电网遥控。

2) CCS 协调方式

1、当汽机主控和锅炉主控均投自动时,机组运行方式就是 CCS 协调方式。

2、在 CCS 协调方式下,锅炉主控主要控制主汽压,汽机主控主要控制机组负荷。

3、在 CCS 协调方式下,当发生锅炉主控或汽机主控任一撤出自动时,CCS 协调方式自动撤出。

4、CCS 一次调频方式在“负荷管理中心”画面上投切,它通过 CCS 协调控制系统起作用,CCS 协调控制系统解除时自动解除 CCS 一次调频方式,但 CCS 协调控制系统投入时,不能自动投入 CCS 一次调频方式,须运行人员手动投入 CCS 一次调频方式。

3) 汽机跟随 (TF) 方式

1、当汽机主控在自动,而锅炉主控在手动时,机组运行方式为 TF 方式。

2、在 TF 方式下,汽机主控控制主汽压,锅炉主控由全能正值班员人为手动控制。

3、在 TF 方式下,当发生锅炉主控投自动或汽机主控撤出手动时 TF 方式自动撤出。

适用范围:汽机运行正常,锅炉不具备投入自动的条件。

4) 锅炉跟随 (BF) 方式

1、当锅炉主控在自动,而汽机主控在手动时,机组运行方式为 BF 方式。

2、在 BF 方式下,锅炉主控控制主汽压,汽机主控由全能正值班员人为手动控制。

3、在 BF 方式下,当发生锅炉主控撤至手动或汽机主控投自动,BF 方式自动撤出。

适用范围:锅炉运行正常,汽机部分设备工作异常或机组负荷受到限制。

5) 手动 (BASE) 方式。汽机主控和锅炉主控均在手动时,机组运行方式为 BASE 方式。

其适用范围:机组启动及低负荷阶段;机组给水控制手动或异常状态。

4.3 锅炉运行调整

4.3.1 锅炉运行调整的任务

1) 使锅炉参数达到额定值,满足机组负荷要求。

2) 保持稳定和正常的汽温汽压。

- 3) 均衡给煤、给水，维持正常的水煤比。
- 4) 保持合格的炉水和蒸汽品质。
- 5) 保持良好的燃烧，减少热损失，提高锅炉效率。
- 6) 及时调整锅炉运行工况，使机组在安全、经济的最佳工况下运行。

4.3.2 机组负荷调整

1) 在 AGC 投入的情况下，机组在接受到调度来的负荷指令后按照设定的升降负荷速率在机组设定的负荷上、下限内自动进行负荷调整，在协调运行良好的情况下控制系统自动进行燃料量、风量、给水量的调整并保持主汽压力和机组负荷相适应。

2) 在 AGC 未投入，协调系统投入的情况下，由运行人员手动输入负荷指令，由控制系统自动完成负荷改变。

3) 在机组协调解除的情况下调整机组负荷应注意：

1、风、煤、水的加减幅度不要过大，如果加减负荷的幅度超过 50MW 应分次进行操作，

2、正常运行调整的升降负荷的速率不超过 10MW/分钟；

3、在进行负荷调整前要对画面进行一遍巡视，检查锅炉各运行参数是否正常；如果需要加负荷磨煤机裕量不足要在准备启动磨煤机的同时将运行磨煤机的负荷加到最大，尽量满足机组负荷需要，等磨煤机投入运行后再将负荷加到需要值；

4、如果需要减负荷要注意检查喷燃器的点火能量在减负荷后是否满足，减负荷后磨煤机平均煤量低到最低煤量时，可根据低负荷时间决定停止一套制粉系统运行，燃烧不稳应启动等离子或点火油枪助燃；

5、机组调整负荷前值班员要根据当前燃料、风量、给水量初步计算锅炉的煤/风/水比率，根据需要调整的负荷初步计算需要调整的煤/风/水量；锅炉升负荷前要先加风，后加煤，减负荷要先减煤后减风；负荷调整结束后要根据省煤器后的氧量细调风量，将氧量控制在正常范围；

6、在负荷调整过程中要注意负压自动的跟踪情况或随着风、煤的变化随即手动调整负压；在升负荷前如果受热面沿程温度较高或减温水调门开度较大，可先适当加水后加风、加煤，在减负荷前如果受热面沿程温度较低或减温水调门开度较小，可先适当减水后减风、减煤；在调整负荷的过程中要注意监视启动分离器过热度的监视、分析，并以此作为煤/水比调节的超前信号。

4.3.3 燃烧调整

1) 燃烧调整的目的是为了通过合理配风充分提高燃烧的经济性；使煤粉燃烧稳定，防止喷燃器灭火；在炉膛内形成合理的温度场、适当的煤粉着火点和合理的氧化、还原氛围，防止炉膛和喷燃器结焦和形成受热面热偏差；使煤粉实现分级燃烧，减少 NOX 排放量。炉膛配风合理，煤粉着火点适中，煤粉燃烧稳定无闪烁。

2) 煤粉燃烧正常时应具有金黄色火焰，火焰应均匀地充满炉膛并且无抖动，同一标高燃烧的火焰中心应处于同一高度，运行中的喷燃器着火点适中，喷燃器扩散角适中，火焰不贴墙。在火检显示上观察运行喷燃器火检强度满量程，火检显示无闪烁。在炉膛火焰监视电视上观察火焰充满程度良好。

3) 值班员应了解本班来煤工业分析，以便根据燃料特性及时调整运行工况；当来煤品质偏离设计煤种或阴雨天来煤较湿运行人员应在班前做好预想。

4) 正常运行时，炉膛负压在-100Pa，炉膛上部不向外冒烟；省煤器出口氧量值在风量控制系统中根据负荷自动进行设置，在额定负荷时炉膛的氧量控制在 2.74，当氧量控制在手动方式时，要根据机组负荷控制氧量值，在升负荷时先加风后加煤，减负荷时先减煤后减风。

5) 锅炉点火期间在 30~40%BMCR 负荷前炉膛保持定风量燃烧(保持风量 30-40%不变)，30-40%BMCR 负荷后要注意风量和燃料量相匹配，继续升负荷要先加风后加燃料。燃用灰熔点低的煤或煤油混烧时，为防止炉膛结焦，可适当修正提高氧量设定值。

6) 锅炉启动运行初期，若汽温偏高，可适当降低总风量，但不得低于 30%BMCR 风量

(486.5KNm³/h)。为了提高燃料的燃尽效果，可适当提高燃尽风的流量比例。

7) 当只有启动油枪投运时，炉膛负压控制在-0.6KPa。当第一台磨煤机投运后，炉膛负压逐渐控制在-0.1KPa。同时确保所投用的启动油枪所在燃烧器冷却风档板完全开启。(若油枪着火困难，应提高雾化蒸汽压力，并适当降低炉膛负压或提高二次风流量。

8) 为确保燃烧的经济性要定期对煤粉细度进行检查和调整；定期对飞灰、大渣进行取样分析，以便及时对燃烧进行调整。

9) 对锅炉进行正常监视调整的同时要加强运行参数和受热面金属温度的分析，如果受热面蒸汽温度或一、二级减温水两侧偏差大、各处受热面金属温度偏差大要及时组织分析并查找原因进行处理。检查制粉系统的运行方式是否合理，运行制粉系统的出力尽量保持相同并保持前、后墙对称运行。

10) 正常运行时，同一层标高的前后墙燃烧器应尽量同时运行，不允许长时间出现前后墙燃烧器投运层数相差为两层及以上的运行方式。

11) 检查喷燃器的二次风调节挡板和三次风调节挡板调节机构是否有损坏，调节挡板的位置是否正确；检查各运行磨煤机的配煤是否一致，检查各磨煤机的实际给煤量是否均匀；检查和分析喷燃器是否存在结焦和损坏；校对氧量测点是否准确，氧量值是否和对应负荷相适应。

12) 当锅炉仅燃油时，风箱入口二次风门置于手动控制，其开度以保证油枪能稳定着火、高效燃烧为原则。在启动油枪投运时，应调整风门挡板开度使投运油枪的风量保持在 1.2~1.8 的过量的空气系数范围内。

13) 当一台磨煤机对应的一层煤粉燃烧器全部投入运行后，可将该层燃烧器的二次风门置于“自动控制”，此时该层燃烧器所需的理论二次风量与磨煤机出力、磨煤机出口一次风量及未投运燃烧器的冷却风量有关。

14) 当某层煤粉燃烧器停运且全炉至少还有两层煤粉燃烧器在运行时，可关小该层二次风门挡板。

15) 风箱入口二次风门的作用是分配燃烧器各层风箱之间的风量，不能用于调节炉膛的总风量。

16) 当锅炉负荷大于 30%BMCR 后，风箱入口二次风门的开度是锅炉负荷的函数，风箱压力变化主要由燃烧器区域、燃尽风区域的过量空气的系统决定；燃烧器区域的过量空气系统的变化范围为 (0.75~0.9)。

17) 锅炉启动初期，投点火油枪时，关闭喷燃器外二次风调节挡板。

18) 锅炉的最低不投油稳燃负荷为 40%BMCR，机组负荷低于最低稳燃负荷要投入油枪助燃；机组在运行中要注意对火检强度和火焰监视工业电视的观察分析，当磨煤机运行负荷低于 20T/H、磨煤机启动、停止期间或运行喷燃器火检闪烁、工业电视显示火焰发暗、炉膛负压和氧量摆动大要立即投入点火油枪进行助燃并立即查找原因进行处理。

19) 锅炉启动燃油期间要加强就地的巡视检查，油枪正常运行中火焰明亮无闪烁，燃油雾化角正常，油枪尾焰不冒黑烟，油枪头不滴油。点火油枪工作压力在 1.08Mpa 左右，启动油工作压力在 2.06Mpa 左右，启动油枪雾化蒸汽压力在 1.04~1.33Mpa 左右，温度 220~250℃。为防止煤粉、燃油燃烧不良和油枪和喷燃器烧坏，启动油枪不得和其相应的煤粉喷燃器同时运行。

20) 为防止燃烧不稳，在锅炉负荷 50% 以下不得进行炉膛和受热面蒸汽吹灰。

21) 为减少漏风，锅炉运行中，炉膛各门孔应处于严密关闭状态。

4.3.4 主蒸汽温度调整

1) 锅炉正常运行时，主蒸汽温度在机组 35~100%BMCR 负荷范围内能保持在 571℃，正常允许运行的温度范围为 574~552℃，两侧蒸汽温度偏差小于 5℃。

2) 主蒸汽系统通过煤量和给水量平衡调整来达到沿程受热面介质温度的平衡，启动分离器内蒸汽温度是煤量和给水量是否匹配的超前控制信号。在锅炉在直流工况以后启动分离器要保持一定的过热度。

3) 锅炉正常运行中启动分离器内蒸汽温度达到饱和值是煤/水比严重失调的现象，要立即针对形成异常的根源进行果断处理（增加热负荷或减水），如果是制粉系统运行方式或炉膛

热负荷工况不正常引起要对煤/水比进行修正。如炉膛工况暂时难以更正，煤/水比修正不能将分离器过热度调整至正常要解除给水自动进行手动调整。分离器出现高水位要及时开启分离器储水箱至凝汽器排水阀和 361 阀排水，锅炉点火后任何时候严禁储水箱满水。

4) 在一、二级减温水手动调节时要考虑到受热面系统存在较大的热容量，汽温调节存在一定的惯性和延迟，在调整减温水时要注意监视减温器后的介质温度变化，注意不要猛增、猛减，要根据汽温偏离的大小及减温器后温度变化情况平稳地对蒸汽温度进行调节；锅炉低负荷运行时调节减温水要注意，减温后的温度必须保持 20℃ 以上过热度，防止过热器积水。

5) 锅炉运行中在进行负荷调整、启、停制粉系统、投停油枪、炉膛或烟道吹灰等操作以及煤质发生变化时都将对主蒸汽系统产生扰动，在上述情况下要特别注意蒸汽温度的监视和调整。

6) 高加投停时，沿程受热面工质温度随着给水温度变化逐渐变化，要严密监视给水、省煤器出口、螺旋管出口工质温度的变化情况。待启动分离器入口蒸汽温度开始变化，通过在协调模式下修正煤/水比或手动调整的情况下维持燃料量不变调整给水量，参照启动分离器入口蒸汽温度和一、二级减温水门开度控制沿程蒸汽温度在正常范围内。高加投、停后由于机组效率变化，在汽温调整稳定后应注意适当减、增燃料来维持机组要求的负荷。

7) 在主蒸汽温度调整过程中要加强受热面金属温度监视，蒸汽温度的调整要以金属温度不超限为前提进行调整，金属温度超限必要时要适当降低蒸汽温度或降低机组负荷并积极查找原因进行处理。

4.3.5 再热蒸汽温度调整

1) 锅炉正常运行时，再热蒸汽温度在机组 50~100%BMCR 负荷范围内能保持在 569℃，

2) 正常运行允许运行的温度范围为 574~542℃，两侧蒸汽温度偏差小于 5℃，烟气挡板开度应在 40~60% 范围内，事故减温水全关。

3) 当蒸汽温度不能保持在正常范围、烟气挡板开度超过正常范围、事故减温水经常有开度时要对系统进行检查分析。

- 1、检查制粉系统运行方式是否合理；
- 2、喷燃器执行机构是否损坏，喷燃器配风挡板位置是否正确；
- 3、喷燃器喷口是否损坏；
- 4、煤质是否严重偏离设计值；
- 5、炉膛和喷燃器是否严重结焦；
- 6、蒸汽吹灰是否正常投入；
- 7、烟气挡板是否损坏。
- 8、锅炉受热面是否泄漏。

4) 再热蒸汽温度主要通过尾部烟道挡进行调整，当再热器出口温度超过 574℃，再热器事故减温水投入参与汽温控制。正常运行中要尽量避免采用事故水进行汽温调整，以免降低机组循环效率。

5) 再热蒸汽温度手动调节时要考虑到受热面系统存在较大的热容量，汽温调节存在一定的惯性和延迟，在调整再热蒸汽温度时注意不要猛开、猛关烟气挡板。

6) 再热器喷水流量控制：再热器喷水流量调节阀在通常的负荷下，设定为再热蒸汽蒸汽温度+a℃，在出现紧急情况再热蒸汽温度异常时使用。

7) 再热器喷水量过多，高温再热器入口处蒸汽温差过大，对高再入口集箱可能会造成很大的热应力冲击，故应根据低再出口蒸汽温度超过正常工作状态下温度值的大小，确定喷水量的多少，减小高再入口集箱因温差而引起的热应力。

8) 为了减少减温器的热应力，应考虑以下事项：

1、负荷大幅上升时，为防止再热器的喷水延迟，应下调喷水设定值，但在负荷变化很微小时，应锁定设定值的转换，以免喷水阀频繁地开闭。

2、一旦减温水调节阀打开，应待其蒸汽温度稳定后，再慢慢地使之全闭。

9) 事故减温水的调节要注意减温器后蒸汽温度的变化，防止再热蒸汽温度振荡过调。锅炉低负荷运行时要尽量避免使用减温水，防止减温水不能及时蒸发造成受热面积水，事故减温水调节时要注意减温后的温度必须保持 20℃ 以上过热度，防止再热器积水。

10) 锅炉运行中在进行负荷调整、启、停制粉系统、投停油枪、炉膛或烟道吹灰等操作以及煤质发生变化时都将对再蒸汽系统产生扰动,在上述情况下要特别注意蒸汽温度的监视和调整。

11) 在再热蒸汽温度调整过程中要加强受热面金属温度监视,蒸汽温度的调整要以金属温度不超限为前提进行调整,必要时适当降低蒸汽温度或降低机组负荷并积极查找原因进行处理。

4.3.6 汽压调整

在额定工况下,主蒸汽压力为 $25.4\pm 0.5\text{MPa}$ 。

1) 在机组未进入直流运行前:

- 1、用控制燃料量的大小来控制汽压,当汽压偏高时降低燃料量。
- 2、燃料量的增减应该保证各部金属温度不超限。
- 3、保证最低循环给水流量前提下尽量减少给水流量和保持给水流量的稳定。

2) 机组在直流工况下:

- 1、给水流量的变化会直接影响汽压的变化,给水流量增加汽压上升,温度下降。
- 2、当汽压变化较大时,应检查协调工作是否正常,煤水比是否正常,如果汽压高,温度高,应降低燃料量,将汽压降到正常范围运行。如果汽压高温度低,应适当降低给水量,将汽压维持在正常范围。

3、当汽压低,温度高时应增加给水量,将汽压升到正常范围运行,如果汽压低、温度低,应适当增加给煤量,将汽压维持在正常范围。

4.3.7 储水罐水位调整

- 1) 锅炉正常运行中,储水罐水位高报警值为 19m,低报警值为 1.5m。
- 2) 当储水罐水位高于 15.4m 时 361 阀全开,储水罐水位低于 11.3m 时 361 阀全关。
- 3) 上水完成后的 361 阀控制储水罐正常水位为 12m。

4.4 汽机正常运行维护

4.4.1 主再热蒸汽压力和温度的允许偏差

1) 运行蒸汽压力允许偏差

1、汽轮机高压缸进口的主蒸汽压力在任何 12 个月运行期间内平均值不应超过机组额定蒸汽压力 24.2MPa 。12 个月期间在额定压力 $100\sim 120\%$ 期间的总的运行时间不超过 12 小时,瞬时波动值不超过 120% 额定压力即 29.04MPa ,每次波动时间不超过 15 分钟。

2、汽轮机高排压力瞬时波动不得超过机组在额定功率时压力值的 125% 即 5.621MPa 。

3、中联门前再热汽压瞬时波动不得超过机组在 VWO 时压力值的 110% 即 4.993MPa 。

2) 主蒸汽温度允许偏差

1、在任何情况下,主蒸汽温度不得超过额定温度 28°C 以上,即 594°C 以上。

2、正常情况下,高压缸的任一进汽口处的平均主蒸汽温度在任何 12 个月运行期间不得超过额定温度 8°C 以上。

3、在任何 12 个月内,主蒸汽温度瞬时超过额定温度 8°C 到 14°C 之间运行的总时间不超过 400 小时。

4、在任何 12 个月内,主蒸汽温度超过额定温度 $14^\circ\text{C}\sim 28^\circ\text{C}$ 之间运行的总时间不超过 80 小时,每次波动时间不得超过 15 分钟。

5、低负荷时,主蒸汽温度必须高于高压排汽压力对应的饱和温度 28°C 以上。

6、主蒸汽温度突然下降时,不得超过低限值曲线所对应的温度,曲线见附图。

3) 再热蒸汽温度允许偏差

1、在任何情况下,再热蒸汽温度不得超过额定温度 28°C 以上,即 594°C 以上。

2、正常情况下，中压缸的任一进汽口处的平均再热蒸汽温度在任何 12 个月运行期间不得超过额定温度。最高不得超过额定温度的 8℃以上。

3、在任何 12 个月内，再热蒸汽温度瞬时超过额定温度 8℃到 14℃之间运行的总时间不超过 400 小时。

4、在任何 12 个月内，主蒸汽温度超过额定温度 14℃~28℃之间运行的总时间不超过 80 小时，每次波动时间不得超过 15 分钟。

4) 蒸汽温度差允许偏差

1、主汽门前主蒸汽两侧温度差任何 12 个月运行期间平均值不得超过 11℃。主汽门前主蒸汽两侧温度差瞬时波动不超过 41℃。

2、左右中联阀前再热蒸汽两侧温度差任何 12 个月运行期间平均值不得超过 11℃。左右中联阀前再热蒸汽两侧温度差瞬时波动不超过 41℃。

3、主蒸汽与再热蒸汽之间的温度差限制值（主汽温度高于再热蒸汽温度时）：

A、负荷 $\geq 50\%$ 额定负荷时，不得超过 42℃。

B、负荷 $\leq 50\%$ 额定负荷时，不得超过限制值直线。限制值直线起点：负荷为零时，165℃；限值直线终点：负荷为 50%额定负荷时，42℃。

C、主蒸汽温度不得低于再热蒸汽温度 28℃以上（主汽温度低于再热蒸汽温度时，主蒸汽与再热蒸汽之间的温度差限制值）。

4.4.2 汽机运行参数限额

（主蒸汽流量和再热汽压、高排压力、监视段压力正常值以 THA 工况为依据，高限报警值以 T-MCR 工况为依据，极限值以 VWO 工况为依据。其他参数以 600MW 额定工况为基准）

	名称	单位	正常值	高报警值	低报警值	极限值或备注
蒸汽参数	主蒸汽压力	MPa(a)	24.2	25.4		极限值 29.04
	主蒸汽温度	℃	566	574	≤ 552	≤ 490 报警 II； 极限值 594
	高压缸排汽口壁温	℃	≤ 420	≥ 440		≥ 460 遮断
	主蒸汽或再热蒸汽两侧温差	℃	< 11	41		
	再热蒸汽压力	MPa(a)	4.047	4.322		4.539
	再热蒸汽温度	℃	566	574	542	极限值 594
	主蒸汽流量	t/h	1726.7	1857		1960
	高压缸排汽压力	MPa(a)	4.497	4.803		5.043
	高压缸排汽温度	℃	317.2	323.7		328.8
	中压调节级叶轮前后温度	℃	< 522	≥ 522		
监视段压力	调节级压力	MPa(a)	16.629			18.96
	一级抽汽压力	MPa(a)	6.79	7.279		7.667
	二级抽汽压力	MPa(a)	4.497	4.803		5.043
	三级抽汽压力	MPa(a)	2.161	2.306		2.42
	四级抽汽压力	MPa(a)	1.081	1.152		1.207
	五级抽汽压力	MPa(a)	0.367	0.39		0.409
	六级抽汽压力	MPa(a)	0.199	0.212		0.222
	七级抽汽压力	MPa(a)	0.10	0.107		0.112
	八级抽汽压力	MPa(a)	0.045	0.048		0.050

	名称	单位	正常值	高报警值	低报警值	极限值或备注
汽机 本体 参数	轴向位移	mm	<0.6 >-1.05	0.6	-1.05	
	高中压差胀	mm	<10.3 >-5.3	10.3	-5.3	
	低压差胀	mm	<19.8 >-4.6	19.8	-4.6	
	偏心	mm		原始值×1.1		
	#1~#2 支持轴承金属温度	°C	<115	115		≥121 遮断
	#3~#6 支持轴承金属温度	°C	<107	110		≥121 遮断
	#7~#8 支持轴承金属温度	°C	<95	95		≥105 遮断
	#1~#6 支持轴承回油温度	°C	<75	75		
	#7~#8 支持轴承回油温度	°C	<70	70		
	推力轴承金属温度	°C	<85	85		≥110 遮断
	推力轴承回油温度	°C	<75	75		
	瓦振	μm	<50	50		≥80 报警 II
	轴振	μm	<125	125		≥250 遮断
	凝汽器背压	kPa (a)	正常运行时 ≤12; 启动 时<16.6	≥19.7 ETS 报警; ≥13.5 DCS 报警		≥14.6 联动备用真空泵; ≥25.3 遮断
	低压缸大气释放阀动作压力	kPa (g)		≥34.3		
	低压缸排汽温度	°C	36.5	≥80		≥107 遮断
	疏水扩容器压力	kPa (g)		≥0.03		
	疏水扩容器温度	°C		≥200		
	轴封母管压力	kPa (g)	20~32	100	10	≥0.3MPa (a) 安全门动作
	轴加压力	kPa	-6~-2	-2	-6	
润滑油 系统	主机润滑油压	MPa	0.137 ~ 0.176		0.115	≤0.07 遮断
	正常运行时润滑油温	°C	40~45	50	40	
	盘车运行时润滑油温	°C	27~40	40	27	
	冲转时润滑油温	°C	30~45	50	30	
	主油泵进口压力	MPa	0.098 ~ 0.147		≤0.098	≤0.07 联动 MSP
	主油泵出口压力	MPa	1.372		≤1.205	≤1.205 联动 TOP
	主油箱油位	mm	0	100	-100	-150
抗燃	EH 油压	MPa	11.2±0.2	14.2	9.2±0.2	≤7.8 遮断
	EH 油温	°C	32~54	60	18	

	名称	单位	正常值	高报警值	低报警值	极限值或备注
油系统	EH 油箱油位	mm	-100 ~ -420	-100	-420	≤-500 跳 EH 油泵、循环泵、电加热
定冷水系统	定冷水箱水位	mm	0~60	+100	-100	水箱中心线为零位
	定子进水压力	MPa	0.196	0.35	0.110	一般至少低于机内氢压 0.04MPa ; ≤ 0.089 报警 II
	定子冷却水流量	m ³ /h	91.8		≤72	≤63 遮断
	定子线圈进水温度	°C	45±3	48 (TS) 报警 I ; 50 (模拟量) 报警 II	42	应高于机内氢温 2°C~5°C
	定子线圈出水温度	°C	≤60	≥73		≥78 遮断

4.4.3 ISO-VG32 汽轮机油质标准

序号	项 目	新油标准	运行标准 (GB/T7596-2000)	备注	
1	粘度等级	32			
2	运动粘度 (40°C) mm ² /s	31.0	与新油原始测值偏离 ≤20%		
3	粘度指数	102	—		
4	倾点 °C	≤-18	—		
5	闪点 °C	≥218	与新油原始测值相比不低于 15		
6	密度 (20°C) kg/m ³	0.85	—		
7	酸 值 mgKOH/g	未加防锈剂油	—	≤0.2	
		加防锈剂油	—	≤0.3	
8	中和值 mgKOH.g	<0.2	—		
9	机械杂质	无	无		
10	水分 mg/L	无	≤100		
11	金属杂质	无	—		
12	破乳化值 (54 °C), min	≤15	≤60		
13	氧化安定性(总氧化物/沉淀物) %				
	氧化后酸值达 2.0mgKOH/g 时, h	≥5000	—		
	旋转氧弹 min	≥250	—		
14	液相锈蚀试验 (合成海水)	无锈/通过	无锈		
15	铜片试验 (100°C, 3h), 级	1B	—		
16	空气释放值, min	2	10		
17	润滑油清洁度	不差于 NAS7	同制造厂要求		
18	外观	透明	透明		
19	使用寿命	≥10 年	—		

4.4.4 抗燃油质量标准 (DL/T571-1995, ZR-881-G 高压油)

序号	项 目	新油标准	运行标准	备注
1	外观	透明	透明	
2	颜色	淡黄	淡黄	
3	密度 20°C, (g/cm ³)	1.13~1.17	1.13~1.17	
4	运动粘度 40°C, (mm ² /s)	37.9~44.3	37.9~44.3	
5	凝点 °C	≤-18	≤-18	
6	闪点 °C	≥240	≥235	
7	自燃点 °C	≥530	≥530	
8	颗粒污染度 SAE749D (级)	≤4	≤3	
9	水分%, (m/m)	≤0.1	≤0.1	
10	酸值, (mgKOH/g)	≤0.08	≤0.20	
11	氯含量%, (m/m)	≤0.005	≤0.010	
12	泡沫特性 (24 °C, mL)	≤25	≤200	
13	电阻率 (20°C; Ω · cm)	≥5.0×10 ⁹	≥5.0×10 ⁹	
14	矿物油含量%(m/m)	—	≤4	

4.4.5 主机冲转时的蒸汽质量标准

序号	控制项目	单位	标准值	备注
1	氢导	μS/cm	≤0.50	
2	二氧化硅	μg/L	≤30	
3	钠	μg/L	≤20	
4	铁	μg/L	≤50	
5	铜	μg/L	≤15	

4.4.6 本机组的低压胀差测点

本机组的低压胀差测点安装在#6 轴承处。三死点膨胀系统低压转子的相对胀差（累计）较大。由于两低压转子的膨胀量叠加，导致低压转子 A 的相对胀差近似为实际胀差的两倍；低压转子 B 的相对胀差近似为实际胀差的四倍。正常情况下，出现正胀差，前半缸喷嘴出口轴向间隙减小，后半缸喷嘴出口轴向间隙增大，低压缸 B 的前半缸危险些；当出现负胀差时，前半缸喷嘴出口轴向间隙增大，后半缸喷嘴出口轴向间隙减小，低压缸 B 的后半缸危险些。

4.5 发变组运行监视

4.5.1 发电机的运行监视

1) 发电机正常运行中的监视，应以发电机的 P-Q 图为依据，使发电机运行在该曲线范围内。

2) 发电机在额定功率因数下，电压变化范围为±5%，频率变化范围为±2%时，能连续输出额定功率。发电机的最低运行电压一般不应低于额定值的 90%（19.8KV）。发电机定子电压低于额定值的 95%时（20.9KV），定子电流不得超过额定值的 105%（18369.75A）。

3) 发电机具有一定的短时过负荷能力。从额定工况下的稳定温度起始，能承受 1.3 倍额定定子电流下运行至少一分钟。允许的电枢电流和持续时间（直到 120 秒）如下：

时间（秒）	10	30	60	120
电枢电流（%）	226	154	130	116

4) 在额定工况稳定温度下, 发电机励磁绕组能在励磁电压为 125% 额定值下运行至少一分钟, 允许的励磁电压与持续时间 (直到 120 秒) 如下:

时间 (秒)	10	30	60	120
励磁电压 (%)	208	146	125	112

5) 发电机具有进相运行能力, 当系统要求进相运行时, 发电机能在进相功率因数 (超前) 为 0.95 时长期带额定有功连续运行。此时, 应加强对发电机的各部分温度的监视。

6) 发电机具有失磁异步运行的能力, 为 240MW 运行 15min。

7) 当发电机的三相电流出现不平衡时, 发电机将承受负序电流, 发电机能承受的负序电流能力如下:

稳态负序能力 (标么值) $\geq 10\%$;

暂态负序能力 $t \geq 10s$

8) 当氢气冷却器组中有 1 个冷却器因故停用时, 发电机能承担 80% 额定功率连续运行, 而不超过允许温升。

9) 发电机氢气压力降低时, 出力必须按 P-Q 曲线降低至对应氢压下所允许的范围内。

氢压 0.3MPa, 负荷不大于 500MW;

氢压 0.2MPa, 负荷不大于 400MW;

10) 发电机的温度监视

定子绕组进水温度: 40~50°C

定子绕组出水温度: $\leq 85^\circ\text{C}$

进氢温度: 35~46°C

氢气冷却器进水温度: 20~38°C

定子绕组: $\leq 120^\circ\text{C}$

定子铁芯允许最高温度: $\leq 120^\circ\text{C}$

转子绕组温度: $\leq 115^\circ\text{C}$

11) 在线监测轴和轴承座的振动情况, 振动值不应超过其规定值。

4.5.2 发电机运行中的检查

1) 发电机正常运行时应保持各自动装置工作完好, 应经常监视、调节发电机在正常参数范围内稳定运行。

2) 发电机在运行中, 每班必须全面就地检查两次以上, 具体项目如下

3) 发电机本体清洁, 无漏水、漏油、漏氢现象。

4) 发电机本体各部分声音正常, 无异常振动, 无异臭。

5) 发电机大轴接地良好, 无火花。

6) 发电机出口分相封闭母线微正压装置运行正常, 压力在标准大气压+300~2500Pa。

7) 发电机出口 PT、中性点接地装置完好, 前后仓门关好, 无异常状况。

8) 发电机保护装置运行正常, 无异常报警信号。

9) 发电机励磁系统运行正常, 无异常报警信号。

10) 厂用电快切装置运行正常, 无异常报警信号。

11) 发电机上、下、左、右以及氢管道周围严禁烟火, 不得进行明火作业。特殊情况下要进行可能引起火花的工作, 必须办理动火工作票。

12) 备用中的发电机, 应按运行机组对待, 至少每班检查一次。

4.5.3 主变压器的运行监视

1) 主变压器运行电压的规定

1、主变为三相、户外、油浸式电力变压器, 高压侧装有无载调压分接头。

2、主变压器的运行电压一般不应高于该运行分接头额定电压的 105%，则变压器二次侧可带额定负荷。

3、主变压器采用无载调压，在额定电压的±5%范围内改变分接头位置运行时，其额定容量不变。

4、根据制造厂的规定，运行环境温度为 40℃时主变压器的温升、温度的限额规定按下表：

2) 主变压器的温升、温度限额

主变压器的温升、温度限额							
限额温升 (°C)		监视温度 (°C)		报警温度 (°C)		跳闸温度 (°C)	
油	绕组	油	绕组	油	绕组	油	绕组
55	65	75	95	85	110	95	120

3) 主变压器过负荷规定：

1、正常过负荷：正常过负荷的允许值根据变压器的负荷曲线、冷却介质温度及过负荷前变压器所带的负荷情况来确定。正常过负荷时应注意下列事项：

A、当主变压器存在较大缺陷不准过负荷运行（例如：严重漏油、色谱分析异常、冷却系统不正常等）。

B、当主变压器全天满负荷运行时不宜过负荷运行。

C、主变压器在过负荷运行前，应投入全部冷却器。

2、事故过负荷：只允许在系统事故情况下使用，并应严格控制在制造厂规定的时间内运行。

3、变压器过负荷运行时，应投入全部冷却装置运行，同时加强对上层油温和绕组温度的监视，记录过负荷的倍数和运行时间。主变压器的过负荷应以发电机的过负荷能力为限。

4.6 机组日常巡视和检查

1) 检查汽机、锅炉、发变组及其附属系统的参数、自动、联锁按钮、保护装置在投入位置，各指示灯及报警窗正常。

2) 按时巡检，定时抄录核对有关仪表，进行设备检查，发现异常，及时汇报机长、值长，并查明原因，采取措施，保证机组安全运行。

3) 积极做好岗位运行分析，加强对各运行参数的分析和调整，确保机组在安全、经济状态下运行。

4) 严格执行定期试验制度，发现缺陷，按缺陷管理制度处理，并做好事故预想。

5) 根据机组运行情况及季节性变化，合理调整循环水系统及开、闭式冷却水系统的运行方式。

6) 根据设备的油、风、水温度，合理调整冷却水量。

7) 经常检查辅助机械轴承油位、油质，及时添加或更换。

8) 配合化学监督凝结水、给水、主蒸汽、发电机冷却水、主机及给泵汽轮机润滑油、抗燃油等工质的品质。

9) 每班核对远方监视段压力表计一次，分析通流部分的结垢情况。计算方法： $\Delta P = (P_{脏} - P_{净}) \div P_{净} \times 100\%$ ；在相同运行方式、相同蒸汽流量下， ΔP ：高压缸 $\geq 10\%$ ，中压缸应 $\geq 15\%$ ，如超过，应及时汇报。

10) 为保证机组经济运行，应做到：

1、综合机组负荷、炉内燃烧工况、脱硫除尘设备运行情况、燃料情况，联系燃料合理调整煤种和磨煤机运行方式，保持经济运行。

2、合理组织炉内燃烧，保证氧量、飞灰大渣含碳量、漏风率、排烟温度等主要参数在合格的范围内。

3、回热系统应正常投运，各加热器水位正常，温升、端差符合设计要求，疏水方式合理。

4、加强凝结器胶球清洗力度，降低凝汽器运行端差、凝结水过冷度，保证循环水温升正常。

5、加强真空系统监视与检查，认真进行定期真空严密性试验，及时分析真空系统缺陷，

以保持机组在尽可能最有利真空下运行。

- 6、根据季节变化调整循环水泵、开冷水运行方式。
- 7、加强变频设备维护，保证变频可靠运行。
- 8、加强节水管理，加强监视，防止各水箱溢水；根据循环水浓缩倍率变化合理调整补排水。凉水塔充放操作应加强与化学联系，水质合格，立即停止充放。
- 9、停机后根据设备运行需要，适时停用设备或倒换运行方式，减少停机后损耗。

4.7 季节性防护措施

4.7.1 冬季的防冻措施

- 1) 冬季前应全面进行检查并落实防冻措施。
- 2) 对室外裸露在空气中的水管及阀门，应采取可靠的保温措施，管内保持有介质流动，对停运管线、可能积水的管线如压缩空气系统等应排尽积水。
- 3) 热工室外仪表应做好保温措施，有拌热装置的投入拌热装置；运行中加强各流量、压力表的监视和检查，如给水流量、定冷水流量、风机喘振开关等，防止表计误动。
- 4) 轻油系统、化学取样、加药、疏水管道必须保温合格。
- 5) 恶劣天气期间继电保护和自动装置必须全部投入，并入电网的主设备安全自动装置、继电保护装置、一次调频设备、励磁调节器、电力系统稳定器必须正常投入和可靠运行。柴油机发电机加热装置正常投运。
- 6) 根据循环水温度，合理调整循环水运行方式，防止凉水塔结冻。
- 7) 停运机组汽水系统压力到0后，必须排尽余水。
- 8) 停运机组主、辅机油站、定冷水系统保持连续运行，油温低于下限，投入电加热。
- 9) 长时间停机备用，停炉前应尽量将原煤斗、磨煤机走空。防止内部冻结。
- 10) 机房门窗应完整，防止冷风直吹运行设备，必要时应设置挡风帘。

4.7.2 夏季的防暑防汛措施

- 1) 根据循环水温度，合理调整循环水泵和凉水塔运行方式，保证循环水浓缩倍率在正常范围。
- 2) 根据开、闭式冷却水温度，合理调整开式水系统运行方式，保证冷却水在正常范围。
- 3) 加强对各转动部分的油温、轴承温度、电气设备温度监视，对散热条件较差的设备，应采取适当的降温措施。
- 4) 加强热控电子间、变频室、励磁小室、各配电室内温度的监视，保证通风设备和空调设备的正常使用。
- 5) 加强电气设备的绝缘监督，定期对各备用电动机测量绝缘。
- 6) 加强对变电站各刀闸、开关、互感器、避雷器各接触部位温度；发变组各部温度的监视，防止过热。
- 7) 汛期加强与燃料部门联系，保证合理配煤。
- 8) 做好防汛工作，作好事故预想，对已有的排水设施应保证完好，出力正常。对漏雨、漏水的部位要及时汇报上级；出现重大汛情及时汇报，争取人力物力支援。
- 9) 针对雷雨可能导致甩负荷、冷却水中断、厂用电中断、变频器跳闸等突发性事故做好事故预想，组织反事故演习。

4.8 设备定期轮换及试验

4.8.1 总则

- 1) 定期试验与切换工作是检验备用设备、保护、自动装置以及信号装置是否处于完好备用状态下一项重要手段，是确保设备安全运行的有效措施，运行人员应按规定执行。
- 2) 定期试验与切换工作由值长、机长、主值负责组织布署，按运行人员岗位职责分工，明确操作人和监护人。一般定期试验与切换应由一人操作，另一人监护。
- 3) 重要的试验和切换应由总工程师（副总工程师）、生产技术部专工及相关专业的领导亲临现场指导，并应制定相应的试验方案，按试验方案进行。
- 4) 试验前应先准备好对讲机、万用表等工具，保持控制室和试验现场通讯畅通。
- 5) 设备和系统方面存在缺陷，无法保证在设备试验和轮换中机组的安全稳定运行时，不得进行设备试验和轮换，应及时联系维护人员处理。
- 6) 设备试验与切换过程中发现问题，应中止试验，恢复原方式运行，进行现场分析，找出原因并消除后，方可继续进行试验与切换。
- 7) 所有定期试验与切换应在机组或系统运行稳定、有关参数正常、做好安全措施及事故预想后进行。开机不足半个月或转机切换运行不足半个月，可不切换，待下次再切换；电动给水泵只试转不切换；循环水泵在一台运行一台备用的运行方式下，原则上每三个月切换一次，但每月必须进行绝缘检测合格。
- 8) 定期试验和切换不能按规定时间进行时，应征得值长或专工同意并做好记录，在条件具备后再进行。
- 9) 在一个试验结束前，不允许进行第二个试验，更不能两个试验同时进行。试验时如出现异常，应立即中止试验并查明原因，试验完毕后必须将设备恢复到正常状态，并通知检修人员复位相关报警。
- 10) 试验完毕后，应在《定期试验登记本》上登记试验结果。若试验未成功，则应查明原因，做好记录并通知检修人员处理，处理好后应再做一次。

4.8.2 机炉运行主要定期试验项目及时间安排

项 目	试验周期	试验人	监护人	主持人
机械超速试验	大修后；危急保安器解体过；带负荷注油试验不合格；停机一个月及以上；甩负荷试验前	机长	值长、安环部专工、汽机检修专工、汽机运行专工、总工。	发电部主任
OPC 超速限制试验 TSI/DEH 超速试验	大修后	机长	值长、安环部专工、汽机检修专工、汽机运行专工、总工。	发电部主任
主机汽阀严密性试验	大修后；主汽阀、调阀解体过。	机长	值长、安环部专工、汽机检修专工、汽机运行专工、总工。	发电部主任
小机超速试验	大修后；小机主汽阀、调阀解体过。	机长	值长、安环部专工、汽机检修专工、汽机运行专工、发电部主任。	汽机运行专工
带负荷危急保安器注油试验	连续运行 2000 小时以上	全能正值班员	机长、值长、安环部专工、检修专工、发电部主任。	汽机运行专工
辅汽联箱安全门试验	大修后	机长	值长、检修专工、运行专工。	汽机运行专工
其他安全门试验	大修后	机长	值长、检修专工、运行专工。	汽机运行专工

项 目	试验周期	试验人	监护人	主持人
危急保安器注油校对转速试验	大修后;危急保安器解体后。	机长	值长、检修专工、运行专工。	汽机运行专工
主机、小机 ETS 保护试验	大、中、小修后	机长	值长、运行专工	值长
电泵保护试验	大、中、小修后	机长	值长、运行专工	值长
各辅机联锁保护试验	大、中、小修后	机长	值长、运行专工	值长
调速系统静止试验	大修后、调门解体检修后	机长	值长、运行专工	值长
主机及小机主就地、远方脱扣试验	大、中、小修后	全能正值班员	机长	值长
主机高中压主汽阀、调速汽阀活动试验	每月三次(1、11、21日D班)	全能正值班员	机长	机长
小机高、低压主汽阀活动试验	每月三次(1、11、21日D班)	全能正值班员	机长	机长
主机交、直流润滑油泵、启动油泵低油压试验	每月一次(2日C班);正常停机前试转。	全能正值班员	机长	机长
小机交、直流润滑油泵低油压试验	每月一次(2日C班);正常停机前试转。	全能正值班员	机长	机长
高、低加查漏	正常停机给水泵、凝结水泵停用前	全能正值班员	机长	机长
锅炉相互备用辅机定期切换	每月一次(15日A班)	全能正值班员	机长	机长
汽机相互备用辅机定期切换	每月一次(15日D班)	全能正值班员	机长	机长
真空严密性试验	每月一次(25日B班)	全能正值班员	机长	机长
胶球清洗回收率统计	每月一次(25日B班)	巡操员		机长
抽汽逆止阀、高排逆止阀活动试验	每月一次(20日C班)	全能副值班员	全能正值班员	机长
储油输送泵 A、B 试转	每季度一次(1、4、7、10月10日B班)	全能副值班员	全能正值班员	机长
小机 A、B 润滑油输送泵试转	每半年一次(1、7月10日B班)	全能副值班员	全能正值班员	机长
交流密封油泵及直流密封油泵试转	开、停机前。	全能副值班员	全能正值班员	机长
盘车电机空转试验,顶轴油泵试转。	开、停机前。	巡操员	全能正值班员	机长
主机轴承测振(与 TSI 对照)	每月一次(20日B班)。	巡操员	全能副值班员	机长
小机 A、B 轴承测振	每月一次(20日B班)。	巡操员	全能副值班员	机长
胶球清洗;清污机运行 25 分钟	每两天一次(单日B班)	巡操员		机长
压缩空气各储气罐放水	每班一次	巡操员		机长
空预器间隙调节装置检查	每班一次。	全能副值班员		机长
四管泄漏装置检查	每班一次	全能副值班员		机长
备用 10 天以上的磨煤机试转	3、13、23日B班	全能正值班员	机长	机长
等离子拉弧试验	每月一次(5日C班)	全能正值班员	机长	机长

项 目	试验周期	试验人	监护人	主持人
F、C 层点火油枪试投	每月一次（5 日 C 班）	全能正值班员	机长	机长
空预器吹灰	每天一次（B 班）	全能副值班员		机长
电泵、凝补水泵、空预器润滑油泵、空预器导向油泵试转	每月一次（16 日 B 班）	全能正值班员	机长	机长
循环水泵房集水坑排水泵、汽机房循环水坑排水泵、锅炉地坑排水泵试转，并切换另一台为首选。	每月一次（16 日 B 班）	巡操员		机长
报警灯光、音响试验	每班接班前	全能正值班员		机长

4.8.3 电气运行主要定期试验和切换项目以及时间安排

项 目	周期	时间	操作人	监护人	
380V 双电源 MCC 备用电源自投试验		机组冷态启动前	正值	机长	
380V 集控保安 MCC 电源切换试验		机组冷态启动前	正值	机长	
UPS 切换试验		停机转冷态后	正值	机长	
柴油发电机远方启动空载试转试验	每月	每月 15 日 A 班	副值	主值	
柴油机油箱油位检查	每天	每天 D 班	巡操员	副值	
荆 15 开关合闸回路检查	每月	每月 15 号 D 班	副值	正值	
6kV 备用电源进线开关合闸回路检查					
380V 集控保安 PC 段备用开关合闸回路检查					
380V 汽机 PC 段分段开关合闸回路检查					
380V 锅炉 PC 段分段开关合闸回路检查					
380V 公用 PC 段备用开关合闸回路检查					
380V 照明 PC 段分段开关合闸回路检查					
主变冷却器切换试验	每月	机组冷态启动前	正值	机长	
厂高变、高公变和#03 高变冷却器切换试验	每月	每月 15 日 C 班	正值	机长	
6kV、380V 备用辅机电机 摇测绝缘	汽机备用电机	每月	每月 15 日 D 班	巡操员	副值
	锅炉备用电机	每月	每月 15 日 A 班	巡操员	副值
集控室、柴油机室事故照明切换试验	每月	每月 15 日 B 班	巡操员	副值	
500kV 开关、主变场地熄灯检查	每 10 天	每月 2、12、22 日 A 班	巡操员	副值	
氢气干燥器定期放水	每日	每日 B 班	巡操员	副值	

4.8.4 电气典型试验方法和步骤

4.8.4.1 380V 保安 MCC 单段电源失压切换试验按照下列试验卡进行：

保安 MCC 单段失压启动柴油发电机组及切换试验卡（适用于汽机、锅炉保安 MCCA、B 段）

试验段： 试验时间： 年 月 日 试验人员：

序号	试验内容、方法及步骤	执行情况
1	检查柴油发电机组备用正常	
2	检查柴油发电机组控制方式在“自动”状态	
3	检查柴油发电机组出口开关控制方式在“自动”状态	
4	检查本段保安 MCC 备用电源馈线开关在已合闸	
5	在 DCS 面板上检查本段保安 MCC “BZT 投入”按钮已点亮	
6	确认作为本段保安 MCC 工作电源的 PC 失压不会造成任何后果	
7	断开向本段保安 MCC 供电的 PC 电源开关使之失压	
8	观察柴油发电机组自动启动，经 5~7 秒建压正常，柴油发电机组出口开关自动合闸，然后，本段保安 MCC 工作电源进线开关断开，备用电源进线开关随即合闸，本段保安 MCC 电压恢复正常，有关负荷自启动正常	
9	合上上述第 7 项断开的 PC 电源开关	
10	在 DCS 面板上将本段保安 MCC “投入工作电源”按钮置“1”	
11	观察本段保安 MCC 备用电源进线开关自动先断开，工作电源进线开关随即合闸，顺控程序执行完毕后，“投入工作电源”按钮自动置“0”（自动复位）	
12	在 DCS 面板上远方停止柴油发电机组运行	
13	观察柴油发电机组怠速运行 3 分钟后自动停止运行，柴油发电机组出口开关自动断开	
14	将柴油发电机组状态复位	

4.8.4.2 全厂（机组）失压保安 MCC 电源切换试验按照下列试验卡进行：

全厂失压启动柴油发电机组及切换试验卡

试验段： 试验时间： 年 月 日 试验人员：

序号	试验内容、方法及步骤	执行情况
1	检查柴油发电机组备用正常	
2	检查柴油发电机组控制方式在“自动”状态	
3	检查柴油发电机组出口开关控制方式在“自动”状态	
4	检查各段保安 MCC 备用电源馈线开关在已合闸	
5	在 DCS 面板上检查本段保安 MCC “全厂失压 BZT 投入”按钮已点亮	
6	在 DCS 面板上将各段保安 MCC “BZT 投入”按钮置“0”	

7	确认作为汽机、锅炉 PCA、B 段失压不会造成任何后果	
8	依次断开汽机、锅炉 PCA、B 段电源开关使之失压	
9	观察柴油发电机组自动启动，经 5~7 秒建压正常，柴油发电机组出口开关自动合闸，然后，汽机、锅炉保安 MCCA 段及事故照明 MCC 工作电源进线开关断开，相应备用电源进线开关随即合闸，相应 MCC 电压恢复正常，有关负荷自启动正常；经 3 秒延时后，汽机、锅炉保安 MCCB 段工作电源进线开关断开，相应备用电源进线开关随即合闸，相应 MCC 电压恢复正常，有关负荷自启动正常	
10	分别合上上述第 8 项断开的 PC 电源开关	
11	在 DCS 面板上分别依次将各保安 MCC “投入工作电源” 按钮置 “1”，观察各保安 MCC 备用电源进线开关自动先断开，工作电源进线开关随即合闸，顺控程序执行完毕后，“投入工作电源” 按钮自动置 “0”（自动复位）	
12	待所有保安 MCC 均倒至工作电源工作电源供电后，在 DCS 面板上远方停止柴油发电机组运行	
13	观察柴油发电机组怠速运行 3 分钟后自动停止运行，柴油发电机组出口开关自动断开	
14	将柴油发电机组状态复位	

4.8.4.3 UPS 切换试验

- 1) 逆变器主路→静态开关旁路
 - 1、检查 UPS 旁路电压正常，稳压变调节灵活，输出电压稳定。
 - 2、检查 UPS 运行正常，确认面板上的 SYNC 和 BYPASS 绿灯亮。
 - 3、连接 2 次 B/P INV 按钮将 UPS 转到旁路供电模式。
 - 4、检查 UPS 已由逆变器主路切换至静态开关旁路运行，控制面板上的 B/P 红灯点亮，静态开关旁路输出绿灯亮，逆变器输出绿灯灭。
- 2) 静态开关旁路→逆变器主路
 - 1、检查逆变器运行正常。
 - 2、按 B/P INV 按钮将 UPS 转回到逆变器供电模式。
 - 3、检查 UPS 已切至逆变器主路运行，确认面板上的 INV 绿色指示灯点亮，静态开关旁路输出绿灯灭。
 - 4、UPS 切换过程中应检查 UPS 母线电压无波动，负荷无跳闸，热工计算机、保护等运行正常，无重启、初始化现象。
 - 5、UPS 逆变器主路和手动旁路间的切换必须经过静态旁路开关过渡，禁止逆变器和手动旁路电源并列（即使是瞬时并列），以实现真正意义上的无扰切换。

4.8.4.4 备用电源进线开关（分段开关）合闸回路检查

- 1) 将开关控制方式切至“就地”。
- 2) 将开关摇至“试验”位置。
- 3) 手动合上开关，检查开关确已合上。
- 4) 手动拉开开关。
- 5) 将开关摇至“工作”位置，测量合闸按钮两侧确有 110V 电压。
- 6) 将开关控制方式切至“远方”。

4.8.4.5 主变冷却器切换试验

- 1) 冷却器电源联动切换试验（以电源 I → 电源 II 为例）
 - 1、检查冷却器由电源 I 供电。
 - 2、在汽机 PCB 段拉开主变冷却器电源 B 空气开关。（#6 主变拉就地控制箱开关）

- 3、检查冷却器控制箱“电源Ⅱ”指示灯熄灭，“电源Ⅱ故障”灯亮，DCS相应报警。
 - 4、在汽机PCB段合上主变冷却器电源B空气开关，相应故障报警应消失。
 - 5、在汽机PCA段拉开主变冷却器电源A空气开关。（#6主变拉就地控制箱开关）
 - 6、检查主变冷却器由电源Ⅰ自动切至电源Ⅱ运行，各组冷却器运行正常。
 - 7、检查冷却器控制箱“电源Ⅰ”指示灯熄灭，“电源Ⅰ故障”灯亮，DCS相应报警。
 - 8、将主变冷却器电源控制开关切至“电源Ⅱ”。
 - 9、在汽机PCA段合上主变冷却器电源A空气开关，相应故障报警应消失。
 - 2) 工作、备用冷却器切换试验的操作
 - 1、检查有一组冷却器控制开关处于“备用”位置。
 - 2、选择一组工作的冷却器，拉开其就地操作箱内交流接触器组件，备用冷却器应自动投入运行，远方和就地“工作冷却器故障”报警。
 - 3、将联动的备用冷却器控制开关切至“工作”位置，将拉开的工作冷却器控制开关切至“备用”位置。
 - 4、合上已拉开的交流接触器组件，相应“工作冷却器故障”报警消失。
 - 5、轮换的备用冷却器组号应做好记录，各组冷却器根据试验周期按次序进行轮换。
 - 3) 辅助冷却器切换试验
 - 1) “工作”、“辅助”运行的冷却器应定期轮换。
 - 2) “辅助”位置的冷却器，联动试验采用短接接点的方法，由电气、热工检修人员进行，进行以下模拟联动试验。
 - A、变压器负荷达到额定值的75%或上层油温达到55℃时，“辅助”冷却器自动投入。
 - B、变压器负荷小于额定值的70%且上层油温低于45℃时，“辅助”冷却器自动停止。
- 4.8.4.6 厂高变、高公变、#03高变冷却器切换试验
- 1) 冷却器电源联动切换试验（以电源Ⅰ→电源Ⅱ为例）
 - 1、检查冷却器由电源Ⅰ供电。
 - 2、拉开电源柜上变压器冷却器电源B空气开关。
 - 3、检查DCS相应电源故障报警。
 - 4、合上电源柜上变压器冷却器电源B空气开关。
 - 5、拉开电源柜上变压器冷却器电源A空气开关。
 - 6、检查变压器冷却器由电源Ⅰ自动切至电源Ⅱ运行，各组冷却器运行正常。
 - 7、检查DCS相应电源故障报警。
 - 8、将变压器冷却器电源控制开关切至“电源Ⅱ”。
 - 9、合上电源柜上变压器冷却器电源A空气开关，相应故障报警消失。
 - 2) 工作冷却器故障报警试验
 - 1、拉开一组冷却器分路小开关，检查远方和就地“风扇故障”报警。
 - 2、合上冷却器分路小开关，检查远方和就地“风扇故障”报警消失。
 - 3、依次逐个试验其余冷却器。
 - 3) 冷却器自动启动试验
 - 1、将变压器冷却器工作方式切至“自动”。
 - 2、自动试验采用短接接点的方法，由电气维护人员进行，进行以下模拟联动试验。
 - A、变压器负荷达到额定值的75%或上层油温达到55℃时，冷却器自动投入。
 - B、变压器负荷小于额定值的70%且上层油温低于45℃时，冷却器自动停止。
 - 3、试验完毕将变压器冷却器切回原工作方式。
- 4.8.4.7 集控室、柴油机室事故照明切换试验
- 1、事故照明切换试验应在白天进行。
 - 2、切换前汇报值长，通知相关值班员做好准备。
 - 3、断开事故照明切换箱交流电源开关，检查交流照明灯灭，直流照明灯亮。
- 4.8.4.8 500kV开关站、主变场地熄灯检查

- 1、检查高压引线、刀闸、母线等无烧红现象，红外成像显示无高温部分。
- 2、检查所有断路器、绝缘子、避雷器、PT、CT 等无拉弧放电现象，无异常声响。
- 3、检查高压部分无明显电晕。

4.8.5 锅炉典型试验方法和步骤

4.8.5.1 锅炉水压试验

水压试验条件

- 1) 当锅炉进行受热面检修后，应进行锅炉正常压力水压试验。
- 2) 在下列情况下，应进行锅炉超压水压试验：
 - 1、锅炉每运行六年进行一次（在大修结束后）；
 - 2、新装锅炉，在开始运行前；
 - 3、停运一年以上的锅炉恢复运行时；
 - 4、锅炉承压部件经重大改造或更换后，水冷壁管更换 50% 以上，过热器或省煤器更换 100%。

4.8.5.2 锅炉水压试验压力规定(单位：MPa)

系 统	额定工作压力	水压试验压力	超水压试验压力	备注
主蒸汽系统	31.5	31.5	34.65	以省煤器进口压力为主
再热汽系统	4.86	4.86	7.29	以再热器进口压力为主

4.8.5.3 锅炉水压试验范围

- 1) 锅炉本体一次汽系统自省煤器进口至高温过热器出口水压试验堵阀。
- 2) 再热器系统自再热器冷段进口管道水压试验堵阀到热段再热器出口管道水压试验堵阀。
- 3) 锅炉本体的疏水和排空二次门前的阀门和管道。

4.8.5.4 锅炉水压试验前的准备和检查

- 1) 检查与锅炉水压试验有关的汽水系统检修工作已结束，工作票已终结。
- 2) 省煤器入口和再热器入口已装精度为 0.5 级的就地压力表，且控制室内省煤器入口和再热器入口压力指示已经校验正确；压力传送管均正确连接，压力表前阀门处于打开位置；
- 3) 所需通讯工具准备齐全。
- 4) 锅炉所有安全阀应采取防起座措施，电动泄压阀的控制开关处于“OFF”位置，防止水压试验时开启。所有安全阀必须装上堵头隔离。
- 5) 所有阀门应调节自如，且正确安装就位。
- 6) 361 阀处于关闭位置。
- 7) 检查锅炉汽水系统与汽轮机确以隔绝。汽轮机主汽门前疏水门，高排逆止门前后疏水门，中压主汽门上下阀座疏水应打开。
- 8) 水压试验时汽机的凝结水系统、开式水系统、闭式水系统、给水系统、凝补水系统应投入运行。
- 9) 化学应准备足够的除盐水。
- 10) 上水温度高于露点温度，一般应在 20~70℃，上水温度与汽水分离器壁温之差小于 28℃，以防止引起汽化和过大的热应力。
- 11) 水压试验用水应采用除盐水或凝结水，上水前应化验水质合格，水中氯离子含量小于 25mg/L。
- 12) 在锅炉进水前，应按阀门检查卡检查汽水系统阀门处于正确状态，高温对流过热器入口至锅炉吹灰供汽门等任何通往不能承受水压试验压力的仪表和附件的阀门都应该隔离。
- 13) 再热器水压试验之前应检查再热器加入水压试验用堵板。
- 14) 水压试验前应将过热蒸汽管道、再热蒸汽管道和下水连接管道、过渡段水冷壁连接管道、启动系统连接管道、集箱等各管道上的恒力弹簧吊架、可变弹簧吊架、炉顶恒力及可变弹簧吊架以及碟簧吊架用插销或定位片予以临时固定，暂做刚性吊架用，水压后须拆除。

4.8.5.5 水压试验操作方法

- 1) 水压试验过程中必须统一指挥, 升压和降压时要得到现场指挥的许可才能进行。
- 2) 水压试验按先低压后高压的顺序进行, 水压试验的顺序, 应先做再热蒸汽系统, 后做锅炉一次汽系统。
- 3) 锅炉上水用电动给水泵进行, 各空气门见水后关闭。水压试验上水速度不应太快, 以免造成受热不均。建议上水时间要求: 夏季不少于 2 小时, 冬季不少于 4 小时。
- 4) 上水过程中密切监视水位变化, 并检查受热面是否发生泄露, 受热面的膨胀是否正常。若发现异常, 立即查明原因, 并予以消除。
- 5) 再热器水压试验时, 利用电动给水泵的中间抽头, 通过再热器减温水管进水、升压。超压水压试验时应使用柱塞泵进行。
- 6) 过热器水压试验时, 先以正常上水方式对过热器系统上满水, 再利用过热器减温水管升压。做超压水压试验时, 应利用柱塞泵打压。

4.8.5.6 再热器系统水压试验:

- 1) 再热器系统水压试验: 水压时压力应缓慢升降, 升压速度不大于 0.3MPa/min。
- 2) 再热器压力 0.729MPa 时, 暂停升压, 进行检查, 如无异常方可继续升压。
- 3) 当再热器压力升至 3.89MPa, 检查进水阀门严密性, 无异常方可继续升压。
- 4) 当压力升至工作压力 4.86MPa 后, 暂停升压, 保持压力稳定, 对再热器系统进行全面检查。如进行超水压试验, 管路无漏水或异常现象后继续升压至超水压试验压力 7.29MPa, 并在该压力下保持 20 分钟, 然后降到工作压力 4.86MPa 下进行检查; 检查期间应维持压力不变。
- 5) 再热系统水压试验合格后, 开启疏水门以 0.3MPa/min 的降压速度将压力降至 0.098~0.196MPa 时, 开启各放空气阀和疏水阀。

4.8.5.7 过热器系统水压试验:

- 1) 在锅炉升压时应缓慢, 在 0.98MPa 以下升压速度应小于 0.244MPa/min, 压力升至 3.46MPa 时暂停升压进行初步检查, 若未发现泄漏和异常, 可继续升压。
- 2) 当压力升至 25.2MPa 时暂停升压进行检查, 观察压力无变化, 确认进水阀门严密, 可继续升压。
- 3) 当压力升至工作压力 31.5MPa, 停止升压, 检查无异常或漏水; 如进行超水压试验, 检查受热面无异常后, 继续升压至超水压试验压力 34.65MPa, 并在此压力下保持 20 分钟, 然后降到省煤器进口设计压力 31.5Mpa 下进行检查。检查期间应维持压力不变。
- 4) 过热系统水压试验后, 开启疏水门以 0.3MPa/min 的降压速度将压力降至 0.098~0.196MPa 时, 开启各放空气阀和疏水阀。
- 5) 水压试验完毕后, 根据水质及当时的情况疏掉可疏水部件的全部储水。如锅炉短期内不能投运, 应采取可靠的保养措施。
- 6) 水压试验完毕后拆除水压试验过程中水压堵阀中的垫板、阀瓣、支撑档板、压杆。
- 7) 水压试验完毕后拆除安全阀堵头和弹簧吊架及碟簧吊架的销子。
- 8) 水压试验结束后解除安全阀防起座措施和所加的各处堵板, 以及弹簧吊架的销子。

4.8.5.8 锅炉水压试验的合格标准

- 1) 关闭上水阀门, 停止给水泵后 5 分钟压力下降值: 主蒸汽系统不大于 0.5MPa, 再热蒸汽系统压降不大于 0.25MPa;
- 2) 承压部件无漏水及湿润现象;
- 3) 承压部件无残余变形。

4.8.5.9 锅炉水压试验的注意事项:

- 1) 要有专人负责升压, 严防超压。压力要以就地压力表指示为准, 控制室内专人监视 CRT 压力。上下经常联系, 当上下压力指示差别大时, 应由热工人员校核确定。
- 2) 压力升降要均匀平稳, 严格控制升压速度, 防止超过规定压力。调节进水量应缓慢均匀, 以防发生水冲击。

- 3) 升压过程中不得冲洗压力表管和取样管。
- 4) 接近试验压力时, 应放慢升压速度, 以防超压。
- 5) 在进行省煤器、水冷壁及过热器水压试验过程中, 应严密监视再热器压力情况, 防止再热器起压、超压, 并加强汽轮机缸温监视。
- 6) 水压试验时环境温度一般应在 5℃以上, 否则应有可靠的防冻措施。

4.8.5.10 锅炉安全阀校验

1) 安全阀校验原则

- 1、在机组大修或安全阀检修后均应对安全阀动作值进行校验。
- 2、安全阀校验工作应由锅炉检修负责人主持, 检修人员负责校验, 运行人员负责操作。
- 3、安全阀校验必须有完善的技术、组织措施。
- 4、过热器系统定铈压力一般在 24MPa 左右, 必须在机组带负荷条件下进行; 再热器系统安全阀可在汽机不冲转条件下进行定铈调整。
- 5、安全阀的校验顺序应先高压再低压逐个进行试验。
- 6、利用专用安全门校验工具对安全门逐个进行校验。

2) 安全阀校验必备条件

- 1、锅炉检修工作已结束, 对锅炉本体和辅机进行启动前检查, 确认已符合启动要求。
- 2、校验现场与集控室之间已设置通讯联络工具。
- 3、汽轮机旁路系统和真空系统能正常投运, 凝汽器真空正常。
- 4、汽轮机具备冲车条件, 盘车装置能正常投入。
- 5、DCS 系统正常送电运行, 所有热工仪表投入指示正常。
- 6、锅炉、汽机所有主、辅保护传动完毕并全部正常投入。
- 7、主、再热器安全门经冷态试验检查完毕, 无缺陷。
- 8、高旁、低旁传动试验无异常。

3) 锅炉安全门数据表

名称	型号	阀门规格	整定压力(MPa)	回座比	温度(℃)	排放量(t/h)
高过出口	HCA-118W-C12A	3M8	30.81	4~7%	571	274.75
屏过进口	HCA-118W	3M8	31.57	4~7%	484	396.69
屏过进口	HCA-118W	3M8	31.57	4~7%	484	396.69
屏过进口	HCA-118W	3M8	31.57	4~7%	484	396.69
屏过进口	HCA-118W	3M8	31.57	4~7%	484	396.69
高再出口	HCI-69W-C12A	6Q28	5.42	4~7%	569	153.72
高再出口	HCI-69W-C12A	6Q28	5.57	4~7%	569	157.90
低再进口	HCI-46W	6Q28	5.72	4~7%	338	203.536
低再进口	HCI-46W	6Q28	5.78	4~7%	338	205.855
低再进口	HCI-46W	6Q28	5.89	4~7%	338	210.157
低再进口	HCI-46W	6Q28	5.89	4~7%	338	210.157
低再进口	HCI-46W	6Q28	5.89	4~7%	338	210.157
低再进口	HCI-46W	6R10	5.89	4~7%	338	274.491
PCV	E09114N7BWRA 5P1	2.5"×4"	27.10	3%	571	108
PCV	E09114N7BWRA 5P1	2.5"×4"	27.10	3%	571	108

4) 安全门校验注意事项:

- 1、安全门定砵期间锅炉所有的保护必需正常投入，严禁解除主保护试验。
- 2、主汽压力表、启动分离启压力表、给水压力表在试验前要进行校验，定砵中发现偏差大于 0.2Mpa(考虑高度差)应停止试验,待处理正常后进行试验。
- 3、试验压力 24Mpa 至安全门动作压力的升压速度不得超过 0.2Mpa/min。
- 4、安全阀校验时，应加强对汽温、汽压和水位的监视，在安全门动作压力大幅度波动时调整要平稳,防止主汽压力、给水流量大幅度波动造成主汽系统沿程温度急剧变化，储水箱水位高要开启水位调整门进行排水。
- 5、安全门定砵期间要保持锅炉燃烧稳定。
- 6、安排足够的人员监视主汽系统压力和对锅炉本体进行检查。
- 7、安全门就地除必须的调整人员，其他人员不得靠近。
- 8、试验时必须配备好必要可靠的通讯工具。
- 9、安全阀校验后，其起座压力、回座压力，应做好详细记录。
- 10、在锅炉运行中不得任意提高安全阀起座压力或使用压紧装置将安全阀压死。
- 11、安全阀校验过程中，如出现异常情况，应立即停止校验工作。

4.8.5.11 校验方法:

- 1) 再热器安全门校验工作
 - 1、确认待校的安全阀，其余安全阀均应加装压紧装置。
 - 2、锅炉点火。
 - 3、按机组升温升压曲线进行，利用旁路控制升压速度，严密监视再热器系统不超压。
 - 4、缓慢关闭低旁，逐渐升高再热蒸汽压力至 3.5Mpa。
 - 5、就地起跳再热器安全门,检查再热器安全门启回座正常。
 - 6、利用专用安全门校验工具对再热器安全门逐个进行校验。
 - 7、再热器安全门实动检验时，缓慢关闭低旁阀，以 0.2Mpa/min 的速度升高再热进口压力至动作值。
 - 8、确认再热器安全门正确动作。
 - 9、检查再热蒸汽压力降至动作压力的 4~7%时，再热器安全门自动回座。
 - 10、缓慢开启低旁阀,将再热蒸汽出口压力调整并稳定在正常值。
 - 11、检查再热器出口安全门无内漏。
 - 12、用同样的方法校验再热器其它安全门。
- 2) 主汽安全门定砵
 - 1、按机组正常启动曲线将机组负荷升到对应安全门动作压力的 50%，对安全门进行排汽检查，检查安全门开启正常并没有泄漏现象。
 - 2、继续升负荷到对应安全门动作压力的 70%，调整燃料，维持压力稳定。
 - 3、所有参加校验人员到位。
 - 4、利用专用安全门校验工具对安全门逐个进行校验。
 - 5、安全门校验完毕，如做实际安全门的启座校验，将主汽压力升到 24MPa 后，按升压速度 $\geq 0.2\text{MPa}/\text{min}$ 升到安全门的动作压力，检查安全门启回座压力是否正常。

4.8.5.12 锅炉灭火保护试验

- 1) 试验要求
 - 1、机组大小修或灭火或保护装置本身经过检修后，应做锅炉灭火保护试验
 - 2、锅炉连锁为动态试验，则锅炉保护试验也为动态试验。锅炉连锁为静态试验，如无特殊要求，锅炉灭火保护装置亦为静态试验。
 - 3、锅炉灭火保护试验应在锅炉连锁试验合格的基础后进行。
 - 4、在灭火保护的诸多条件中，动作后自动开关或停止设备的试验至少进行一次。
- 2) 具体试验程序
 - 1、保留锅炉各转动设备为连锁试验时的电源状况，联系热工一起送上锅炉安全保护各部操作电源、控制电源及动力电源。

- 2、投入锅炉主保护
- 3、检查关闭各启动油枪及点火油枪手动门。
- 4、启动两台空气预热器；合上两台引风机、两台送风机；启动一台探头冷却风机，进行点火油及启动油试验。满足炉膛吹扫条件，进行炉膛吹扫。
- 5、炉膛吹扫完成，手动复位主燃料跳闸继电器。
- 6、油燃料跳闸继电器复位后，依次投入 B、D 层启动油。
- 7、启动一次风机，及密封风机，由热工人员模拟满足磨煤机启动条件后，启动 A 磨煤机运行、关闭给煤机下煤插板，模拟给煤机启动条件，启动给煤机运行。依次启动其它磨煤机运行。
- 8、由热工人员将负压低保护投入，由热工人员手动接通负压低接点或动态开大引风机动叶，关小送风机动叶，将炉膛负压抽至动作值。
- 9、检查灭火保护是否正确动作，检查保护动作后，联动设备是否正确动作。
- 10、重新恢复运行工况，依次进行其它跳闸条件的试验。

4.8.5.13 锅炉辅机联锁试验

1) 通则

- 1、锅炉检修后或联锁装置检修后，为保证其可靠和准确，均应做一次鉴定性试验。
- 2、试验时要求电气、热控人员一同参加，试验前各辅机电源开关送至试验位置，各风门和调节装置送操作控制电源。
- 3、辅机静态试验是检验其保护回路是否工作正常，却有必要时才进行辅机的动态试验，并且不宜多次或反复进行。
- 4、联锁试验应先局部后整体分阶段进行。

2) 试验的原则性要求

- 1、按启动条件，在缺少任一条件的情况下不能启动。
- 2、在全部条件具备的条件下应能启动。
- 3、按跳闸条件进行逐一试验时，该辅机应能跳闸。

3) 联锁试验项目

运行人员要配合热工人员做以下系统设备程序启停和保护传动的模拟试验，证实启停正确，步序完好。运行中严禁无故停用辅机联锁和锅炉保护，如需停用时，应申请值长批准。

- 1、送风机及其油系统启动闭锁、跳闸、联动试验。
- 2、引风机及其冷却风、油系统启动闭锁、跳闸、联动试验。
- 3、一次风机及其油系统启动闭锁、跳闸、联动试验。
- 4、密封风机联动试验。
- 5、磨煤机及其油系统启动闭锁、跳闸、联动试验。
- 6、空气预热器启动闭锁、跳闸、联动试验。
- 7、锅炉大联锁及单侧联锁试验。

4) 锅炉阀门开关、联锁试验。

- 1、风门、挡板开关试验
 - A、将全部电动风门，挡板送电。
 - 2、在控制室做好远方操作开关试验、位置指示与风门挡板实际位置相符。
 - 3、就地操作风门挡板灵活，指示正确。
- 2、汽水门开关试验
 - A、将全部汽水电动阀门送电。
 - B、在控制室做远方操作开关试验，位置指示与汽水阀实际位置相符。
 - C、就地操作灵活，指示正确。

4.8.6 汽机典型试验

4.8.6.1 调速系统静态试验

试验目的：检验调速系统静态动作特性、危急保安装置动作性能。

试验时间：机组大、小修后，调速系统部件检修后，调速系统异常。

试验过程：

1) 高中压主汽门

- 1、试验应在主再热蒸汽无压力且主再热管道积水排尽后进行。
- 2、确认调速保安系统检修工作结束，工作票终结。
- 3、与调速系统相关的阀门设备单体和联锁试验正常。
- 4、主油箱、EH 油箱油位正常，润滑、EH 油质合格。EH 油电磁阀、伺服阀组件已回装。
- 5、润滑油系统、EH 油系统投运正常。
- 6、旁路系统处于停用状态。
- 7、DEH 控制系统已上电调试正常，有关逻辑、信号检查正常
- 8、联系热工人员、汽机检修人员配合。
- 9、就地复位手动脱离脱扣器。
- 10、联系热工解除已闭合的跳机保护信号。
- 11、检查汽机挂闸条件满足，在 DEH“自动控制”画面进行汽机挂闸。
- 12、检查汽机安全油压建立。高中压主汽门处于关闭状态。VV 阀、BDV 阀开启。
- 13、在 DEH“自动控制”画面检查“启动方式”为“中压缸”启动
- 14、在 DEH“自动控制”画面点击“自/手动”选择操作员自动方式
- 15、在 DEH“自动控制”画面点击“运行”，检查高、中压主汽门开启。
- 16、检查高中压主汽门行程及动作特性满足要求：
高压主汽门：165±3mm，预启阀 3.2±0.8mm
中压主汽门：220±3mm，预启阀 15.4±0.1mm
阀门开关灵活、无卡涩、旷动。
检查高中压主汽门各行程开关信号正常。
- 17、手打危急保安器，高中压主汽门迅速关闭，关闭时间符合要求：≤0.2s

2) 高中压调门阀门校验

- 1、联系热工、汽机检修。
- 2、检查汽机挂闸、所有阀门处于关闭状态。
- 3、进入 DEH“汽机阀门校验”画面。
- 4、进行 LVDT 零位校验，选择“校验阀门中点”。
- 5、DEH 给定 50% 指令，检查 LVDT 反馈及油动机开度。
- 6、联系检修调整 LVDT 位置，使调门开度及反馈为 50%。
- 7、选择“校验所有阀门”或“阀门选择”，按“进行”按钮。
- 8、检查“阀门校验中”灯亮，阀门指令 100%，阀门全开。而后，阀门指令自动降为 0%，阀门全关。
- 9、试验完毕，停止试验，记录校验周期。

3) 调门开关特性检查

- 1、汽机复位挂闸、开启高中压主汽门。
- 2、在 DEH“自动限制”画面选择阀限“100”
- 3、联系热工模拟冲转并列信号，设定目标值，全行程开关高、中压调门。
- 4、检查各调门开关方向正确、阀门动作灵活、测量并记录各阀门全行程指令与阀门开度的关系。
- 5、检查调门指令与阀门开度符合东汽设计的要求。否则，联系检修调整。

调门行程符合下列要求：

高调门：82.55±3mm，预启阀行程：5—5.1mm

中调门：208.4±1.5mm，预启阀行程：30.6±0.1mm

6、试验完毕，手动打闸。检查主汽门、调门迅速关闭。
试验完毕，汇报。

4.8.6.2 主机 ETS 跳闸保护试验

1) 试验目的

检验汽机 ETS 保护动作的可靠性。

2) 试验时间：机组大、小修后。热控 ETS 保护回路检修后、逻辑更改后。

3) 试验条件及步骤：

1、试验应在主再热蒸汽无压力且主再热管道积水排尽后进行。

2、确认调速保安系统检修工作结束，工作票终结。

3、与调速系统相关的阀门设备单体和联锁试验正常。

4、主油箱、EH 油箱油位正常，润滑、EH 油质合格。EH 油电磁阀、伺服阀组件已回装。润滑油系统、EH 油系统投运正常。

5、旁路系统处于停用状态

6、热控 TSI、DCS、DEH 控制系统已上电调试正常，有关保护回路逻辑、信号检查正常。

7、联系热工人员、汽机检修人员配合。

8、就地复位手动脱离脱扣器。

9、联系热工解除已闭合的跳机保护信号。

10、由热工强制相关信号，汽机 ETS 复归，按“运行”开启高、中压主汽门，联系热工模拟冲转并列工况，开启高、中压调门。

11、联系热工按照 ETS 动作条件，逐项发送跳机信号。检查 ETS 跳闸电磁阀动作正常，主汽门、调门迅速关闭。并发出保护动作报警信号。

12、该项 ETS 保护试验合格，解除该项保护，进行下一项试验。

13、试验中，高中压主汽门、调门只需参与动作一次。

14、试验完毕，热工检查并恢复 ETS 保护。

4.8.6.3 主机高压遮断电磁阀组在线试验。

试验目的：确保高压遮断电磁阀组工作正常。

试验周期：每周一次

1) 注意事项：

1、试验应联系热工人员配合进行。

2、检查 DEH、ETS 系统无异常，机组挂闸或稳定运行

3、试验在热工人员的配合下进行，试验时只能一次选择一个电磁阀进行试验，逐次进行。若试验中出现异常，应联系热工人员，根据试验情况决定：保持在当前状态或退出试验。机组运行期间进行该项试验，应做好防止汽机甩负荷的事故预想。

2) 试验步骤：

1、打开 DEH“电磁阀试验”界面，检查电磁阀及压力开关状态正确：5YV，6YV，7YV，8YV 处于关闭状态，门体红色。5PS 红色，4PS 绿色，5PS 压力开关闭合为“是”，4PS 压力开关闭合为“否”。汽机挂闸，安全油压正常。汽机阀门状态正确

2、投入“DEH 电磁阀试验”，将“试验开关”投入“试验”点 5YV 试验按钮，检查 5YV 状态变绿，5YV 失电，PS4 压力开关由绿变红，PS4 压力开关闭合为“是”汽机安全油压正常，1 秒种后，5YV 状态变红，PS4 压力开关变绿，PS4 压力开关闭合为“否”，5YV 电磁阀动作试验“成功”。

3、用同样的方法做 7YV 电磁阀动作试验。

4、点击 6YV 试验按钮，检查 6YV 状态变绿，6YV 失电，PS5 压力开关由红变绿，PS5 压力开关闭合为“否”，汽机安全油压正常，1 秒种后，6YV 状态变红，PS6 压力开关变红。PS5 压力开关闭合为“是”，6YV 电磁阀动作试验“成功”。

5、用同样的方法做 8YV 电磁阀动作试验。

6、检查系统运行正常，PS4、PS5 压力开关状态正确，各主遮断电磁阀状态正确。汽机安全油压正常。

7、将“试验开关”退出，检查为“正常”状态，退出“DEH 电磁阀试验”

8、试验完毕，汇报。

4.8.6.4 主机主汽门活动试验

试验目的：定期活动，检查主汽门全关特性，防止汽门卡涩

试验时间：每 10 天一次

1) 试验条件：

- 1、负荷在试验允许的范围。(300-400MW)
- 2、DEH 在操作员自动方式。
- 3、汽机主控在手动方式。
- 4、机组正常运行，各运行参数稳定。高压胀差小于 5mm。
- 5、高、中压门主汽门全开，各高、中压调门开关状态正确，阀门活动试验行程开关位置正确。试验在热工人员的配合下进行。为防止负荷波动，投入 DEH 功率回路。

2) 操作步骤：

高压主汽门：

- 1、检查汽机运行稳定，机组各部运行正常。
- 2、联系调度适当降低负荷，至 300-400MW 负荷之间运行。
- 3、检查各阀门状态正确，高中压主汽门处于全开。
- 4、在“阀门试验”界面。(以左侧为例)，投入试验开关“试验”位。
- 5、选择“MSVL”，点击“ONE”，“OK”
- 6、就地检查左侧高压主汽门平稳关至 10%位置，而后左侧主汽门迅速关闭。DEH 界面指示正常。
- 7、切除左侧高压主汽门活动试验，检查主汽门逐渐全开。
- 8、左侧高压主汽门全开后，重复上述步骤，对右侧高压主汽门试验。

中联门：

- 1、在“阀门试验”界面。选择“RSVL/ICVL” 点击“ONE”，“OK”
- 2、检查左侧中压调门 10%/s 平稳关闭至 10%位置，而后迅速关闭。
- 3、左侧中调门全关后，左侧中压主汽门开始关闭。
- 4、左侧中压主汽门平稳关闭至 10%位置，而后迅速关闭切除左侧中联门试验，检查左侧中压主汽门逐渐全开。
- 5、左侧中压主汽门全开后，左侧中调门逐渐全开。
- 6、左侧中联门全开后，重复以上步骤，对右侧中联门进行试验。
- 7、试验完毕，检查汽门开启正常，汇报。

CV 阀活动试验（以#1 高调门为例）

- 1、在“阀门试验”界面。选择“CV1”，点击“ONE”，“OK”。
- 2、检查 CV1 以 3.3%/s 速度关闭，当关闭到 10%位置。CV1 快关阀带电，快速关闭。试验完毕，检查 CV1 自动开启。
- 3、检查 CV1 开启正常，做 CV2、CV3、CV4 活动试验。
- 4、试验完毕，汇报。

4) 试验注意事项：

- 1、试验中，应就地观察阀门动作情况，检查阀门无卡涩。
- 2、试验时应严密监视机组轴向位移、推力瓦温度、机组振动变化情况，机组负荷变化和抽汽压力变化对加热器水位、小机运行的影响。
- 3、试验时严密监视主再热蒸汽参数变化及机组运行情况，注意系统安全油压正常。
- 4、高压主汽门与调门的试验应分别进行，中联门试验是单侧中压主汽门与调门同时进行。每只汽门活动试验前，必须在 DEH 界面和就地确认所有高、中压主汽门、调门状态正确。

4.8.6.5 抽汽逆止门活动试验

试验目的：定期活动，防止抽汽逆止门卡涩

试验时间: 每月一次

1) 操作步骤:

- 1、检查汽机运行稳定, 机组各部运行正常, 各加热器水位正常。
- 2、检查各阀门状态正确, 各段抽汽逆止门处于全开状态。
- 3、派专人就地检查抽汽逆止门状态。活动试验由低压至高压逐次进行。
- 4、检查仪用气源压力正常。远方手动关闭抽汽逆止门。
- 5、就地检查试验抽汽逆止门汽缸活塞失气, 活塞杆下移, 抽汽逆止门稍关。逆止门状态变黄。远方开启抽汽逆止门, 就地检查抽汽逆止门开启正常。状态显示正确。

2) 注意事项:

- 1、抽汽逆止门活动试验在负荷稳定在 300MW 以上进行, 以防止低压抽汽逆止门关闭而导致低加满水或小机汽源压力下降。
- 2、试验中应防止抽汽逆止门反复旷动导致活塞缸部件损坏。
- 3、就地检查抽汽逆止门在试验中关闭超过 50% 应立即开启。

4.8.6.6 真空严密性试验

1) 试验条件:

- 1、机组稳定运行, 负荷在 480MW 以上。
- 2、真空泵两台运行、联锁试验正常。
- 3、凝结器单侧运行, 禁止做真空严密性试验
- 4、试验过程中凝结器真空不得低于 88kPa 或排汽缸温高于 52°C, 否则应停止试验, 恢复真空系统原运行方式。

2) 试验步骤:

- 1、稳定负荷在 480MW 以上运行, 检查机组运行参数正常。
- 2、记录真空、低缸排汽温度、负荷、主蒸汽参数。
- 3、解除真空泵联锁, 停运真空泵或关闭运行真空泵进口手动门。
- 4、每分钟记录一次凝结器真空、低缸排汽温度、负荷、主蒸汽参数。
- 5、记录 8 分钟, 后 5 分钟真空下降平均值
- 6、试验完毕: 开启运行真空泵进口手动门 (或启动真空泵运行)
- 7、检查系统运行正常。投入备用真空泵联锁。
- 8、真空严密性试验标准: 每分钟下降 $\leq 0.13\text{kPa}$ 为优, $0.13—0.27\text{kPa}$ 为良, $0.27—0.4\text{kPa}$ 合格。

4.8.6.7 危急遮断装置注油转速校对试验

试验目的: 校对危急遮断装置动作转速

试验时间: 新机组安装或大修后, 危急遮断装置检修后。

1) 试验要求:

- 1、危急遮断装置注油转速校对试验超速必须在总工、生产准备部、安环部、生计部现场监护下进行, 由值长指挥、机长负责操作。
- 2、试验过程中, 专人在就地监视试验情况。就地与控制室间通讯畅通油涡轮整定合格。

2) 试验步骤:

- 1、检查汽机 3000rpm 运行正常。
- 2、启动交流润滑油泵、启动油泵。检查油压正常。
- 3、检查 DEH 运行正常, 有关指示灯指示正确。
- 4、以 100rpm/分降速率将转速降至 2700rpm, 注意不得在临界转速区停留。
- 5、在 DEH“超速喷油试验”画面, 将试验开关置试验位。
- 6、以 100rpm/分升速率提升转速至 3000rpm。
- 7、在 DEH“超速喷油试验”画面, 将“喷油试验”投入, 检查画面动作过程正常: 喷油试验灯亮, 一秒钟后隔离阀动作指示灯亮, 隔离阀在试验位灯亮, 10 秒钟后 2YV 动作指示灯亮。喷油电磁阀动作喷油。到达动作转速, 危急遮断器跳闸灯亮。2YV 失电。10 秒钟后, 复位电磁阀 1YV 带电灯亮。危急遮断器复位灯亮, 10 秒钟后, 隔离电磁阀失电, 隔离阀在正常位灯亮。

- 8、就地检查 ZS1—ZS5 行程开关位置正确。
 - 9、将“喷油试验切除”
 - 10、将试验开关置工作位，
 - 11、升速至 3000r/min，停止交流润滑油泵、启动油泵。检查机组运行正常。
- 试验结束，汇报。

3) 注意事项:

动作转速在等于或略低于 2880r/min 喷油试验转速校验合格，若低于 2700 r/min，应停机重新调整危急遮断飞环。我厂原始动作转速为 2777.7 r/min。

4.8.6.8 汽门严密性试验

试验目的：检查主汽门及调门全关特性，防止汽门不严导致超速。

试验时间：6—12 个月一次

1) 试验前应具备的条件:

- 1、机组维持 3000r/m 空载运行，各运行参数正常。
- 2、主再热汽压在 50% 额定汽压以上。(12.1Mpa)
- 3、交、直流润滑油泵具备启动条件。
- 4、高低压旁路运行正常。
- 5、DEH 在自动状态。
- 6、启动过程中通过旁路提升主汽压力时注意保证燃烧强度及汽水分离器出口过热度，并加强 361 阀开度监视，防止压力高 361 阀无法开启过热器带水。必要时降低试验压力，并联系热工更改逻辑压力设定值。

2) 操作步骤:

调门严密性试验:

- 1、调整燃烧及高、低旁开度，使主、再热压力满足试验要求。解除压力高 12.1MPa 联关 361 阀保护和 361 阀开度限制。
- 2、启动 MSP、TOP 油泵，检查油泵运行正常。
- 3、打开 DEH“阀门试验”画面
- 4、按“试验开关”，将其投入。
- 5、按“调门”键，将调门试验投入。
- 6、检查高中压主汽门全开，高中压调门全关，转速迅速下降。转速降到 $1000 \times (\text{试验压力} \div \text{额定压力}) \text{ r/min}$ ，试验合格。
- 7、手动打闸，检查汽门全关。重新挂闸，维持 3000r/m。

主汽门严密性试验

- 1、调整燃烧及高、低旁开度，使主、再热压力满足试验要求
- 2、打开 DEH“阀门试验”画面
- 3、按“试验开关”，将其投入。
- 4、按“主汽门”键，将主汽门严密性试验投入。
- 5、检查高中压调门全开，高中压主汽门全关，转速迅速下降。转速降到 $1000 \times (\text{试验压力} \div \text{额定压力}) \text{ r/min}$ ，试验合格。
- 6、手动打闸，检查汽门全关。重新挂闸，维持 3000r/m

3) 注意事项:

- 1、降速过程中加强振动的监视，若转速在临界转速区停留导致振动增大或非临界区振动异常上升，应立即打闸。
- 2、防止试验中阀门误开导致超速
- 3、加强油压及油泵运行的监视，顶轴油泵联动正常。加强缸温监视，防止汽缸返冷汽冷水。

4.8.6.9 危急遮断装置喷油试验

试验目的：验证危急遮断装置动作的可靠性

试验时间：机组正常运行每周一次

1) 试验要求:

- 1、危急遮断装置注油试验发电部、安环部监护下进行。由机长指挥，正值负责操作。
- 2、试验过程中，专人在就地监视试验情况。就地与控制室间通讯畅通。
- 3、试验中防止隔离电磁阀关闭不严，导致甩负荷。
- 4、试验时周波在 49.5HZ 以上。

2) 试验步骤:

- 1、检查汽机各部运行正常。
- 2、确认 DEH 界面有关指示灯指示正确。
- 3、检查 DEH 运行正常，有关指示灯指示正确。隔离阀在正常位灯亮。
- 4、在 DEH“超速喷油试验”画面，将试验开关置试验位。
- 5、在 DEH“超速喷油试验”画面，将“喷油试验”投入，检查画面动作过程正常：

喷油试验灯亮，一秒钟后隔离阀动作指示灯亮，隔离阀在试验位灯亮，10 秒钟后 2YV 动作指示灯亮。喷油电磁阀动作喷油。危急遮断器跳闸灯亮。2YV 失电。一秒钟后，复位电磁阀 1YV 带电灯亮。10 秒危急遮断器复位灯亮，10 秒钟后，隔离电磁阀失电，隔离阀在正常位灯亮。就地检查 ZS1—ZS5 行程开关位置正确。

- 6、将“喷油试验”切除
- 7、将试验开关置工作位。
- 8、全面检查机组运行正常。试验结束，汇报。

3) 注意事项：试验执行过程中，若出现故障，不得继续进行试验。根据故障原因决定是终止试验还是保持状态。及时联系热工处理。

4.8.6.10 主机 OPC 超速限制试验

试验目的：验证 OPC 电气超速限制装置动作的可靠性

试验周期：新机组安装或大修后，停机一月以上再次启动机组连续运行 2000 小时后，甩负荷试验前。

1) 试验要求:

- 1、超速试验必须在总工、发电部、安环部、生计部现场监护下进行，由值长指挥、机长负责操作。
- 2、试验过程中，专人在就地监视试验情况。就地与控制室间通讯畅通。
- 3、试验在热工人员的配合下进行。
- 4、甩负荷限制、加速度限制、功率负荷不平衡进行静态模拟试验，103%超速限制在模拟试验合格的基础上进行动态试验。

2) OPC 超速限制静态试验:

1、超速限制静态试验条件:

A、试验应在主再热蒸汽无压力且主再热管道积水排尽后进行。

确认调速保安系统检修工作结束，工作票终结。与调速系统相关的阀门设备单体和联锁试验正常。

B、主油箱、EH 油箱油位正常，润滑油、EH 油质合格。EH 油电磁阀、伺服阀组件已回装。

润滑油系统、EH 油系统投运正常

C、旁路系统处于停用状态

D、DEH 控制系统已上电调试正常，有关逻辑、信号检查正常。

3、甩负荷限制:

A、联系热工强制有关 ETS 保护条件，汽机挂闸，开启高中压主汽门。

B、联系热工，模拟汽机冲转、电气并列。检查调门开启正常。

C、联系热工强制甩负荷保护条件：中缸排汽压力 $\geq 15\%$ 额定中缸排汽压力（1.109MPa）。热工模拟变压器出口 500KV 开关跳闸。甩负荷继电器动作。

D、检查高中压调门关闭，目标值及给定转速自动改为 3000r/m。

E、转速模拟量显示下降至 3000 r/m，注意监视中调门开启，维持 3000 r/m 运行。

4、加速度限制:

- A、联系热工模拟转速 3060 r/m 运行。投入 OPC 超速限制试验。
- B、联系热工模拟转速上升加速度 $>49\text{r/m}$ ，检查中调门关闭严密。发 OPC 超速信号。转速 $\leq 3060\text{r/m}$ 延时 1 秒钟，中调门自动开启。
- 5、功率负荷不平衡：
 - A、联系热工强制有关保护，模拟机组挂闸、开启主汽门、调门。
 - B、由热工模拟满足以下条件：（实际中排压力/额定中排压力）—（实际负荷/额定负荷）大于 30%。
 - C、检查高中压调门关闭。

3) 103%超速动态试验。

1、试验条件

- A、试验前验证主机所有转速表、振动检测装置指示正确，
- B、静态主机保护试验合格，静态模拟 103%保护试验正常，高、中压调门动作正常。喷油试验电磁阀关闭严密。隔离电磁阀处于失电开启状态。
- C、交、直流润滑油泵、启动油泵试验合格，油涡轮整定合格，主油泵运行正常，各油泵联锁正常加用。
- D、首次并网前，喷油遮断试验合格，喷油遮断转速符合要求。
- E、机组并网带 25%额定负荷运行 3 小时以上。
- F、手动脱扣试验正常。
- G、远方“手动停机”试验正常
- H、主遮断电磁阀试验正常。
- I、DEH 超速遮断保护试验合格。
- J、高、中压主汽门调门，抽汽逆止门、高排逆止门严密性良好。
- K、高低旁自动投入正常
- L、试验参数要求：试验期间运行参数稳定
主再蒸汽温度 $\geq 450^{\circ}\text{C}$ ，主汽压力 $\leq 8.7\text{MPa}$ ，再热汽压 $\leq 1.1\text{MPa}$ ，真空 88kPa 左右。高中压缸温 $\geq 350^{\circ}\text{C}$ 。

2、103%试验操作步骤：

- A、申请中调，汽机进行超速试验
- B、检查旁路在自动状态。厂用电已倒换为启备变供电，
- C、按正常停机程序减负荷至 90MW 以下。
- D、检查旁通投入正常。
- E、以 5%N/分速率减负荷至 70MW，汽机打闸，发电机解列。
- F、检查交流润滑油泵、启动油泵投运正常。汽机转速迅速下降。
- G、检查 DEH 运行正常。锅炉运行稳定。
- H、在 DEH“自动控制”画面挂闸。
- I、在 DEH“自动控制”画面选择“中压缸”启动方式。
- J、在 DEH“自动控制”画面选择操作员自动方式。
- K、在 DEH“自动控制”画面点击“RUN”，按执行键。
- L、在 DEH“自动限制”画面，将阀位设置为 100%。
- M、以 300 rpm 速率升速至 3000 rpm，检查汽机运行正常。
- N、将试验开关置试验位。
- O、在“超速试验”画面，点击“OPC 超速试验”将其置为“试验位”，修改目标转速至 3100rpm。
- P、点击“进行”。
- Q、转速到达 3090rpm，103 动作高中压调门关闭转速迅速下降。
- R、记录动作转速，3100 rpm 未动作，立即手动打闸。
- S、将转速目标值设定为 3000r/m。维持额定转速。
- T 检查“OPC 超速试验”键切至“正常”。
- U、将试验开关置试验位。记录动作转速后将最高转速清零。

4.8.6.11 电气超速试验

试验目的：验证 TSI 及 DEH 电气超速保护装置动作的可靠性

试验周期：

新机组安装或大修后，
停机一月以上再次启动，
机组连续运行 2000 小时后，
甩负荷试验前

1) 试验要求：

- 1、超速试验必须在总工、生产准备部、安环部、生计部现场监护下进行，由值长指挥、机长负责操作。
- 2、试验过程中，专人在就地监视试验情况。就地与控制室间通讯畅通。
- 3、试验在热工人员的配合下进行。
- 4、电气超速试验条件：电气超速试验包括：DEH、TSI 超速试验，DEH 与 TSI 超速保护试验分别进行，由热工分别修改超速保护定值或断开不进行试验的电气保护，以分别验证 DEH、TSI 保护超速动作的可靠性。

2) 电气超速保护试验条件：

- 1、试验前验证主机所有转速表、振动检测装置指示正确，静态主机保护试验合格，静态模拟电超速保护试验正常。
- 2、喷油试验电磁阀关闭严密。隔离电磁阀处于失电开启状态。
- 3、交、直流润滑油泵、启动油泵试验合格，油涡轮整定合格，主油泵运行正常，各油泵联锁正常加用。
- 4、首次并网前，喷油遮断试验合格，喷油遮断转速符合要求。
- 5、机组并网带 25% 额定负荷运行 3 小时以上。
- 6、手动脱扣试验正常。
- 7、远方“手动停机”试验正常
- 8、主遮断电磁阀试验正常
- 9、超速限制（OPC）试验合格
- 10、高、中压主汽门调门，抽汽逆止门、高排逆止门严密性良好
- 11、高低旁自动投入正常
- 12、试验参数要求：试验期间运行参数稳定
主再蒸汽温度 $\geq 450^{\circ}\text{C}$ ，主汽压力 $\leq 8.7\text{MPa}$ ，

3) 试验操作步骤：

- 1、申请中调，汽机进行超速试验
- 2、再热汽压 $\leq 1.1\text{MPa}$ ，真空 88kPa 左右。高中压缸温 $\geq 350^{\circ}\text{C}$
- 3、检查旁路在自动状态。
- 4、按正常停机程序减负荷至 90MW 以下
- 5、检查旁通投入正常
- 6、以 5%N/分速率减负荷至 70MW，汽机打闸，发电机解列。检查交流润滑油泵、启动油泵投运正常。重新挂闸，就地打闸，检查高、中压主汽门关闭严密，汽机转速迅速下降。检查 DEH 运行正常。
- 7、在 DEH“自动控制”画面挂闸
- 8、在 DEH“自动控制”画面选择“中压缸”启动方式
- 9、在 DEH“自动控制”画面选择操作员自动方式
- 10、在 DEH“自动控制”画面点击“RUN”，按执行键。在 DEH“自动限制”画面，将阀位设置为 100%。以 300 rpm 速率升速至 3000 rpm，检查汽机运行正常。
- 11、将试验开关置试验位。
- 12、在“超速试验”画面，点击“电气超速试验”将其置为试验位”，修改目标转速至 3310rpm，升速率为 100r/min 点击“进行”转速到达 3300rpm，DEH 遮断动作，转速迅速下降。记录动

作转速

- 13、3300 rpm 未动作，立即手动打闸。
- 14、将试验开关置试验位。
- 15、记录动作转速后将最高转速清零。
- 16、试验完毕，重新挂闸，维持 3000rpm
- 17、按试验要求，进行 TSI 超速保护试验，步骤同上。

3) 试验注意事项:

- 1、试验中严密监视汽机转速、振动、轴承温度、胀差、轴向位移等参数的变化。加强高、低压缸排汽缸温度的监视和调整。
- 2、操作过程中，注意油泵联动正常，油压正常。
- 3、超速保护未动作或汽门严密性问题导致转速超过 3300rpm。立即打闸破坏真空。

4.8.6.12 机械超速试验

试验目的：验证机械超速保护装置动作的可靠性

试验周期：

- 新机组安装或大修后；
- 危急遮断装置检修后；
- 停机一月以上再次启动；
- 机组连续运行 2000 小时后；
- 甩负荷试验前。

1) 试验要求：

- 1、超速试验必须在总工、生产准备部、安环部、生计部现场监护下进行，由值长指挥、机长负责操作。
- 2、试验过程中，专人在就地监视试验情况。就地与控制室间通讯畅通。

2) 机械超速试验条件：

- 1、试验前验证主机所有转速表、振动检测装置指示正确，静态主机保护试验合格，隔离电磁阀、喷油试验电磁阀关闭严密。隔离电磁阀处于失电开启状态。
- 2、交、直流润滑油泵、启动油泵试验合格，油涡轮整定合格，主油泵运行正常，各油泵联锁正常加用。
- 3、首次并网前，喷油遮断试验合格，喷油遮断转速符合要求。
- 4、机组并网带 25% 额定负荷运行 3 小时以上
- 5、手动脱扣试验正常。远方“手动停机”试验正常
- 6、主遮断电磁阀试验正常
- 7、超速限制（OPC）试验合格，TSI 超速遮断保护试验合格
- 8、EH 超速遮断保护试验合格
- 9、高低旁自动投入正常，试验期间运行参数稳定
- 10、试验参数要求：

主再蒸汽温度 $\geq 450^{\circ}\text{C}$ ，主汽压力 $\leq 8.7\text{MPa}$ ，再热汽压 $\leq 1.1\text{MPa}$ ，真空 88kPa 左右。高中压缸温 $\geq 350^{\circ}\text{C}$

3) 试验操作步骤：

- 1、申请中调，汽机进行超速试验
- 2、检查旁路在自动状态
- 3、按正常停机程序减负荷至 90MW 以下
- 4、检查旁通投入正常
- 5、以 5%/分速率减负荷至 70MW，汽机打闸，发电机解列。检查交流润滑油泵、启动油泵投运正常，汽机转速迅速下降。高中压主汽门、调门、高排逆止门、抽汽逆止门、各电动门关闭严密，BDV、VV 阀动作正常。
- 6、复位 ETS 动作条件，在 DEH“自动控制”画面挂闸

- 7、在 DEH“自动控制”画面选择“中压缸”启动方式
- 8、在 DEH“自动控制”画面选择操作员自动方式，在 DEH“自动控制”画面点击“RUN”，按执行键。在 DEH“自动限制”画面，将阀位设置为 100%。以 300rpm 速率升速至 3000 rpm，检查汽机运行正常。
- 9、将试验开关置试验位。
- 10、在“超速喷油试验”画面，点击“机械超速试验”将其置为“试验位”，检查 DEH 超速动作值自动修改为 3360 rpm。断开 TSI 超速保护。
- 11、修改目标转速至 3360rpm。点击“进行”
- 12、转速在 3300--3330 rpm，危急遮断飞环动作，否则，打闸。3360 rpm 未动作，电气超速保护动作。
- 13、检查将“机械超速试验”键自动切至“正常”
- 14、记录动作转速后将最高转速清零。
- 15、将试验开关置正常位。
- 16、试验完毕，根据要求重新冲转并列投运。
- 17、试验合格标准：机械超速动作转速在 3300—3330rpm 为合格。

4) 试验注意事项:

- 1、试验中严密监视汽机转速、振动、轴承温度、胀差、轴向位移等参数的变化。
- 2、操作过程中，注意油泵联锁投入正常，油压正常。加强高、低压缸排汽缸温度的监视和调整。
- 3、超速保护未动作或汽门严密性问题导致转速超过 3300rpm，立即打闸破坏真空。

4.8.6.13 小机调速系统静态试验。

试验目的：检验小机调速系统静态动作特性、危急保安装置动作性能。

试验时间：机组大、小修后，调速系统部件检修后，调速系统异常。

试验过程：

1) 高中压主汽门

- 1、试验应在高、低压蒸汽无压力且高低压进汽管道无积水后进行。
- 2、确认小机 MEH 系统检修工作结束，工作票终结。
- 3、与 EH 油系统相关的阀门设备单体和联锁试验正常
- 4、小机油箱、EH 油箱油位正常，润滑、EH 油质合格。EH 油电磁阀、伺服阀组件已回装。
- 5、小机润滑油系统、EH 油系统投运正常，MEH 控制系统已上电调试正常，有关逻辑、信号检查正常。
- 6、联系热工人员、汽机检修人员配合。
- 7、联系热工解除已闭合的小机 ETS 保护信号。
- 8、检查小机挂闸条件满足，在“小机控制”画面进行汽机挂闸。
- 9、检查小机安全油压建立。高低压主汽门处于关闭状态。
- 10、投入小机 MEH 自动。
- 11、按高、低压主汽门开启键，检查高低压主汽门开启正常。行程满足以下要求：
高压主汽门：35±1mm，低压主汽门：125±3mm。阀门开关灵活、无卡涩、旷动。
- 12、远方、就地手打危急保安器，高中压主汽门迅速关闭，关闭时间符合要求：≤0.2s。

2) 阀门校验:

- 1、联系热工、汽机检修
- 2、检查小机挂闸、所有阀门处于关闭状态。
- 3、进入 MEH“小机控制”画面。
- 4、检查小机 MEH 控制卡件无报警信号。
- 5、进行 LVDT 零位校验，选择“校验阀门中点”
- 6、DEH 给定 50%指令，检查 LVDT 反馈及油动机开度。
- 7、联系检修调整 LVDT 位置，使调门开度及反馈为 50%。反馈电压为 0。

- 8、选择“阀门校验”，按“进行”按钮。
- 9) 检查“阀门校验中”灯亮，阀门指令 100%，阀门全开。而后，阀门指令自动降为 0%，阀门全关。试验完毕，停止试验，记录校验周期。

3) 调门开关特性检查:

- 1、汽机复位挂闸、开启高低压主汽门。
- 2、联系热工模拟冲转信号，设定目标值，全行程开关高、低压调门。
- 3、检查各调门开关方向正确、阀门动作灵活、测量并记录各阀门全行程。
- 4、指令与阀门开度的关系。
- 5、检查调门指令与阀门开度符合东汽设计的要求。否则，联系检修调整。
- 6、调门行程符合下列要求：（油动机）
低压调门：135 ±3 mm，
高压调门开启行程：指令 80%。高压调门： 34±1 mm，
- 7、试验完毕，手动打闸。检查主汽门、调门迅速关闭。
试验完毕，汇报。

4.8.6.14 小机主汽门活动试验

试验目的：定期活动，防止汽门卡涩。

试验时间：每 10 天一次

机组正常运行，给水系统各参数稳定。

1) 试验条件及注意事项:

- 1、MEH 在操作员自动方式。
- 2、高、低压主汽门全开，调门开关状态正确，就地检查阀门活动试验行程开关位置正确。试验在热工人员的配合下进行。
- 3、试验中防止主汽门过关或全关导致汽泵供汽量剧减给水中断
- 4、试验中防止调门开度过大而在此后的主汽门开启过程中造成给水流量大幅波动。
- 5、高、低压主汽门活动试验不能同时进行。

2) 操作步骤:

高压主汽门: (以 A 小机为例)

- 1、高压蒸汽投运时禁止进行小机高压主汽门活动试验。
- 2、检查汽机运行稳定，小机各部运行正常。
- 3、检查各阀门状态正确，高、低压主汽门处于全开。
- 4、在小机“阀门试验”界面，投入试验开关“试验”位。
- 5、选择“高压主汽门活动试验”，点击“ONE”，“OK”
- 6、就地检查高压主汽门平稳关至 75%位置，而后高压主汽门开启。MEH 界面指示正常。

低压主汽门:

- 1、在小机“阀门试验”界面。
- 2、选择“低压主汽门活动试验”点击“ONE”，“OK”
- 3、检查左侧中压调门平稳关闭至 75%位置，而后低压主汽门开启。
- 4、检查 MEH 界面指示正常。
- 5、将试验开关投入“工作”位。
- 6、试验结束，汇报。

4.8.6.15 小机 AST 电磁阀活动试验。

试验目的：确保高压遮断电磁阀组工作正常。

试验周期：每周一次

1) 注意事项:

- 1、检查 MDEH、小机 ETS 系统无异常，机组稳定运行
 - 2、试验在热工人员的配合下进行，试验时只能一次选择一个电磁阀进行试验，逐次进行。
- 若试验中出现异常，应联系热工人员，根据试验情况决定：保持在当前状态或退出试验。试

验中，做好防止汽泵甩负荷跳闸的事故预想。

2) 试验步骤:

1、打开小机 A 控制界面，检查电磁阀及压力开关状态正确：5YV，6YV，7YV，8YV 处于关闭状态，门体红色。5PS 红色，4PS 绿色，5PS 压力开关闭合“是”，4PS 压力开关断开“是”。汽机挂闸，安全油压正常。小汽机阀门状态正确。

2、点 5YV 试验按钮，检查 5YV 状态变绿，5YV 失电，PS4 压力开关由绿变红，PS4 压力开关断开为“否”汽机安全油压正常，1 秒种后，5YV 状态变红，PS4 压力开关变绿，PS4 压力开关断开为“是”，5YV 电磁状态变红，PS4 压力开关变绿，PS4 压力开关断开为“是”，5YV 电磁阀动作试验“成功”。

3、用同样的方法做 6YV 电磁阀动作试验。

4、点 7YV 试验按钮，检查 7YV 状态变绿，7YV 失电，PS5 压力开关由红变绿，PS5 压力开关闭合为“否”，汽机安全油压正常，1 秒种后，7YV 状态变红，PS5 压力开关变红。PS5 压力开关闭合为“是”，7YV 电磁阀动作试验“成功”

5、用同样的方法做 8YV 电磁阀动作试验。

6、检查系统运行正常，PS4、PS5 压力开关状态正确，各主遮断电磁阀状态正确。汽机安全油压正常。试验完毕，汇报。

4.8.6.16 小机超速试验

试验目的：验证小机电气超速保护装置动作的可靠性

试验周期：新机组安装或大修后，机组连续运行 2000 小时后。

1) 试验要求:

1、超速试验必须在总工、发电部、安环部、生技部现场监护下进行，由值长指挥、机长负责操作。

2、试验过程中，专人在就地监视转速及小机运行情况。就地与控制室间通讯畅通。

3、试验在热工人员的配合下进行。

2) 小机超速试验条件:

1、确认给水泵与小机靠背轮已断开。

2、试验前验证小机所有转速表、振动、瓦温、轴向位移检测装置指示正确。

3、确认小机静态 METS 保护试验合格，静态模拟电超速保护试验正常。

4、试验前应进行小机主遮断电磁阀试验、就地、远方打闸试验合格。

3) 小机超速试验步骤:

1、联系热工，检查给水泵汽轮机所有保护回路正常，根据需要强制有关汽动给水泵组跳闸条件。

2、按正常启动步骤将小机冲转至 2840r/m。检查小机运行正常。

3、按小机主遮断电磁阀试验要求试验主遮断电磁阀正常。

4、小机远方打闸，检查小机高、低压主汽门调门迅速关闭，转速迅速下降。

5、小机重新挂闸升速至 2840 r/m，就地打闸试验合格。小机重新挂闸以 300 r/m 升速至 5800 r/m，稳定运行。

6、联系热工将 MEH 超速保护动作定值改为 6300r/m。

7、将小机“电气超速试验”投入。

8、设定小机目标转速 6310 r/m，升速率 100 r/m/m，按“进行”

9、注意小机转速逐渐上升。转速到达 6300 r/m，注意小机电气超速保护动作。高、低压主汽门调门迅速关闭，转速迅速下降，小机 ETS 首显正确。

10、若转速上升至 6310 r/m，保护不动作，应立即打闸停机。

11、MEH 超速试验正常。联系热工断开 MEH 超速保护。

12、小机重新挂闸以 300 r/m 升速至 5800 r/m，稳定运行。

13、检查小机 TSI 超速保护正常并投入。

14、设定小机目标转速 6390 r/m，升速率 100 r/m/m，按“进行”，注意小机转速逐渐上升。

转速到达 6380 r/m，注意小机电气超速保护动作。高、低压主汽门调门迅速关闭，转速迅速下降，小机 ETS 首显正确。

15、若转速上升至 6390 r/m，保护不动作，应立即打闸停机。

记录试验动作转速。退出小机“电气超速试验”，联系热工：加用小机 MEH 超速保护，将其动作定值设定为 6380 r/m。检查小机 TSI 超速保护正常加用，动作定值为 6380 r/m。

16、联系热工恢复汽泵组跳闸保护。试验完毕，汇报。

4.8.6.17 主机油泵低油压联动试验

试验目的：定期进行主机低油压备用油泵联动试验，保证油泵可靠的备用。

试验时间：每月一次

1) 试验条件及注意事项：

1、汽机本体及系统运行正常，运行参数稳定。

2、机组各轴承润滑油压、油温、瓦温、振动正常。

3、备用交/直流润滑油泵、启动油泵联锁开关正常投入。低油压备用油泵联动试验中加强机组主油泵出口油压、润滑油压的监视，防止试验电磁阀开启后油系统油压波动较大或试验电磁阀不能关闭严密导致油压下降。

4、试验时，应注意 220V 直流母线电压的变化。

2) 操作步骤：

交流润滑油泵联动试验：

1、在主机润滑油界面上，开启主油泵出口压力低联动交流润滑油泵压力开关 PSA1 (1.205MPa) 试验电磁阀。

2、检查主油泵出口压力低报警，交流润滑油泵自启，检查交流润滑油泵运行正常，注意润滑油压的变化。关闭交流润滑油泵试验电磁阀，检查主油泵出口油压低报警消失。

3、停运交流润滑油泵，检查泵不倒转，主机润滑油压正常。投入交流润滑油泵备用。

直流润滑油泵联动试验：

4、开启主机直流润滑油泵联动试验电磁阀，检查压力开关 PSA3 动作，“润滑油压低二值”报警，直流润滑油泵自启，检查直流润滑油泵运行正常。注意润滑油压的变化。

5、关闭直流润滑油泵联动试验电磁阀，检查“润滑油压低二值”信号消失。停止备用直流润滑油泵，检查泵不倒转，投入该泵备用。

交流启动油泵联动试验：

6、开启主油泵入口压力低联动交流启动油泵压力开关 PSA2 (0.07MPa) 试验电磁阀。检查“主油泵入口油压低”报警，交流启动油泵自启，检查启动油泵运行正常，注意主油泵入口油压的变化。

4.8.6.18 小机油泵低油压联动试验

试验目的：定期进行小机低油压备用油泵联动试验，保证油泵可靠的备用。

试验时间：每月一次

1) 试验条件及注意事项：

1、小机、汽泵本体及给水系统运行正常，运行参数稳定。

2、小机轴承润滑油压、油温、瓦温、振动正常。备用油泵联锁开关正常投入。

3、小机低油压备用油泵联动试验中加强汽泵润滑油压的监视，防止试验电磁阀不能关闭导致油压下降，试验中防止由于试验电磁阀节流孔口径不合格，导致油压信号管上其它压力开关由于管路油压下降而动作。

4、试验时，应注意 220V 直流母线电压的变化。

2) 操作步骤：

交流备用油泵联动试验（以 A 小机为例）

1、在小机润滑油界面上，点击交流润滑油泵联动试验电磁阀。

开启交流润滑油泵联动试验电磁阀，检查“润滑油压低联备用泵”开关量信号来，交流润

滑油泵联动正常。“润滑油压低一值”信号不来。小机油系统其余状态不变。

2、关闭交流润滑油泵联动试验电磁阀，检查“润滑油压低联备用泵”信号消失。停止备用交流润滑油泵，投入该泵备用。

直流备用油泵联动试验：

3、点击直流润滑油泵联动试验电磁阀，开启直流润滑油泵联动试验电磁阀，检查“润滑油压低联直流泵”信号来，直流润滑油泵联动正常小机油系统其余设备及信号状态不变。

4、关闭直流润滑油泵联动试验电磁阀，检查“润滑油压低联直流泵”信号消失。停止备用直流润滑油泵，投入该泵备用。

试验完毕，汇报。

4.8.6.19 汽机辅助设备联锁试验

1) 通则：

1、汽机设备检修后或联锁装置检修后，为保证其可靠和准确，均应做一次鉴定性试验。

试验时要求电气、热控人员一同参加，试验前各辅机电源开关送至试验位置，有关阀门和调节装置送操作控制电源。

2、辅机静态试验是检验其保护回路是否工作正常，却有必要时才进行辅机的动态试验，并且不宜多次或反复进行。

3、联锁试验应先局部后整体分阶段进行。

2) 试验的原则性要求：

1、按启动条件，在缺少任一条件的情况下不能启动。

2、在全部条件具备的条件下应能启动。

3、按跳闸条件进行逐一试验时，该辅机应能跳闸。

3) 联锁试验项目：配合热工人员做各程序启停和保护传动的静态模拟试验，运行中严禁无故停用辅机联锁和汽机保护，如需停用时，应申请值长批准。

包括：

1、循环水泵、开、闭冷水泵启动条件、跳闸、联动试验。

2、凝结水泵启动条件、跳闸、联动试验。

3、电动给水泵启动闭锁、跳闸、联动试验。

4、汽泵 ETS 静态试验。

5、润滑油、密封油泵启动闭锁、跳闸、联动试验。

6、高加保护静态试验。

4.8.6.20 汽机阀门联锁试验：

电动门、气动门校验方法：

1、确认设备检修工作结束，校验的阀门开关对运行设备及系统无影响并确认设备检修负责人到现场。

2、阀门送电并检查 CRT 画面上阀门显示状态与现场相符。

3、远方操作前，由检修负责人进行手动操作，确认阀门灵活无卡涩，检查阀门开度指示正确。

4、机械检修负责人、电气低压班负责人、热控人员就地确认方向正确。手动开启和关闭到位并对阀门开、关进行定位。就地全行程对阀门开、关一次，检查阀门开关灵活，开关方向正确，开关行程正确。较大的暗牙电动阀门校验时应注意数阀门开关的圈数，防止阀门门芯掉落。校验和定位均由检修人员负责，运行人员验收。

5、由运行人员远方全行程对阀门开、关一次，检查阀门开关灵活，开关方向正确。检查阀门开度指示正确并记录阀门全行程开、关时间及阀门关紧和开足圈数。

5 机组事故处理规程

5.1 事故处理通则

1) 发生事故时, 值长负责组织一切可以利用的力量和人员迅速进行事故处理。在事故处理中值班员对值长的下达的命令存在异议可申明理由, 在值长坚持并重复下达命令时除可能对人身、设备造成危害外, 均应立即执行;

2) 发生事故时, 运行人员应迅速查找事故首发原因, 消除对人身和设备安全的威胁, 同时努力保证非故障设备的正常运行。事故处理中应考虑各步操作对相关系统的影响, 防止事故扩大。紧急停机应尽量保证厂用电不失电;

3) 根据设备参数变化、设备联动和报警提示判断故障发生的区域, 迅速消除对人身和设备的威胁, 必要时立即解列发生故障的设备; 迅速查清故障的性质, 发生的地点和范围, 进行处理和汇报; 保持非故障设备的正常运行; 事故处理的每一阶段都要迅速汇报值长, 以便及时汇报网、省调, 正确地采取对策, 防止事故蔓延;

4) 当判明是系统与其它设备故障时, 则应采取措施, 维持机组运行, 以便有可能尽快恢复机组的正常运行;

5) 事故处理时, 各岗位应互通情况, 在值长统一指挥下, 密切配合, 迅速按规程规定处理, 防止事故扩大;

6) 处理事故时应当准确、迅速, 接到命令后应复诵一遍, 命令执行后, 应迅速向发令者汇报执行情况。

7) 当发生本规程未列举的事故及故障时, 值班人员应根据自己的经验作出判断, 主动采取对策, 迅速进行处理;

8) 发生事故时值班员要立即汇报, 如发生值班员操作和巡视职责范围内的设备事故, 值班员来不及汇报, 为防止事故扩大, 可根据实际情况先进行处理, 待事故处理告一段落再逐级向上汇报;

9) 事故处理中, 达到紧急停炉、停机条件而保护未动作时, 应立即手动停止机组运行; 辅机达到紧急停运条件而保护未动作时, 应立即停止该辅机运行;

10) 若出现机组突然跳闸情况, 事故处理完后, 事故原因已查清, 应尽快恢复机组运行;

11) 在机组发生故障和处理事故时, 运行人员不得擅自离开工作岗位。如果事故处理发生在交接班时间, 应停止交接班, 在事故处理完毕再进行交接班。在事故处理中接班人员要主动协助进行事故处理;

12) 事故处理过程中, 禁止无关人员围聚在集控室或停留在故障发生地;

13) 事故处理完毕, 值班人员应将事故发生时的现象和时间、汇报的内容、接受的命令及发令人、采取的操作及操作的结果详细进行记录。班后会组织全值人员进行事故分析, 写出事故分析报告。

5.2 主设备公用部分事故处理

5.2.1 机组的紧急停运及处理

5.2.1.1 遇有下列情况之一时, 应紧急停运机组, 汽机侧不须破坏真空。

- 1) DCS 监控功能失去, 无法对机组进行控制和监视。
- 2) 热工仪表电源、控制电源中断, 机组无法维持运行。
- 3) DEH、TSI 系统故障, 不能维持机组运行时。
- 4) 厂用电全部失去, 不能及时恢复。

5.2.1.2 锅炉紧急停运条件。遇有下列情况之一时, 应紧急停炉:

- 1) 主给水管道、过热蒸汽管道或再热蒸汽管道发生爆管；
- 2) 锅炉具备跳闸条件而保护拒动作；
- 3) 炉管爆破，威胁人身和设备安全；
- 4) 所有引风机或送风机或回转式空气预热器停止；
- 5) 锅炉突然灭火；
- 6) 炉膛、烟道内发生爆燃使主要设备损坏时或尾部烟道发生二次燃烧时；
- 7) 锅炉安全阀动作，无法使其回座或系统压力达到安全门动作压力，所有安全阀拒动；
- 8) 再热蒸汽突然中断时；

5.2.1.3 汽机紧急停运，按是否破坏真空分为破坏真空紧急停机和不破坏真空紧急停机

汽轮机遇下列情况之一时，应破坏真空紧急停机。

- 1) 汽轮机转速超过 3300rpm 而危急保安器拒动。
- 2) 推力轴承磨损超过保护动作值而保护未动作（汽轮机轴向位移小于-1.65mm 或大于+1.2mm）。
- 3) 汽轮机发生水冲击。
- 4) 机组突然发生剧烈振动达保护动作值 250 μ m 而保护未动作；或汽轮机内部有明显的金属撞击声。
- 5) 汽轮机任一支持轴承断油冒烟；任一汽机支持轴承金属温度达 121 $^{\circ}$ C或其回油温度急剧上升达 75 $^{\circ}$ C以上；任一发电机支持轴承金属温度达 105 $^{\circ}$ C或其回油温度急剧上升达 75 $^{\circ}$ C以上；推力轴承金属温度达 110 $^{\circ}$ C，保护未动作。
- 6) 汽轮机轴承或端部轴封磨擦冒火花时。
- 7) 轴承润滑油压下降至 0.07MPa，而保护不动作。
- 8) 主油箱油位急剧下降至-150mm 以下，且补油无效。
- 9) 机组周围或油系统着火，无法很快扑灭并已严重威胁人身或设备安全。
- 10) 高中压差胀或低压胀差超限达保护动作值而保护不动作。

汽轮机不破坏真空紧急停机条件

- 1) 机组超温运行。机侧主、再热蒸汽温度达到 580~594 $^{\circ}$ C，在 15 分钟内不能恢复正常；或机侧主、再热蒸汽温度超过 594 $^{\circ}$ C。
- 2) 机组带 50%及以上额定负荷运行时主汽温低至 474 $^{\circ}$ C，保护不动作，
- 3) 主、再热蒸汽温度 10 分钟内下降 50 $^{\circ}$ C。
- 4) 机组超压运行。主汽超压达 25.41~29.04MPa，在 15 分钟内不能恢复，或超过 29.04MPa；高压缸排汽压力超过 5.621MPa；机侧再热蒸汽压力超过 4.993MPa。
- 5) 主蒸汽管道、高压给水管、凝结水管道或其它汽、水、油管道破裂，威胁机组安全运行。
- 6) 低压缸 A 或 B 排汽温度大于 80 $^{\circ}$ C，经处理无效，继续上升至 107 $^{\circ}$ C时而保护不动作。
- 7) 两台 EH 油泵运行，但 EH 油压仍低于 7.8MPa，经处理后仍不能恢复正常。
- 8) 发电机定子冷却水流量低延时 30 秒或出口温度高达 78 $^{\circ}$ C延时 5 秒，保护不动作。
- 9) 汽轮机旁路故障误开，控制失灵时。
- 10) 高压缸排汽室内壁金属温度大于 460 $^{\circ}$ C，而保护不动作。
- 11) 凝汽器背压上升至 25.3KPa，而保护不动作。
- 12) 正常运行时，汽轮机高中压缸任一缸中断进汽，无蒸汽运行超过 60 秒。（启动过程除外）。

5.2.1.4 发电机紧急停运条件

- 1) 需要停机的人身事故。
- 2) 发电机强烈振动。
- 3) 发电机大量漏水。
- 4) 发电机或励磁小室内冒烟着火，或氢气系统发生火灾、爆炸。
- 5) 主变压器、本单元高厂变、高公变着火。
- 6) 发电机密封油系统油氢差压失去，发电机密封瓦处大量漏氢；密封油系统故障无法维持运行。

7) 明显故障情况下, 发电机保护拒动。

5.2.2 机组紧急停运步骤

1) 机、炉、电任一紧急停运条件满足, 应立即手动按下相应的紧急跳闸按钮, 通过大联锁使机组停止运行。

2) 检查锅炉、汽机、发电机联锁动作正确, 否则应立即停止应联跳的设备运行。按机组跳闸联锁中内容检查跳闸后的其它联锁动作正确, 否则立即手动完成, 并通知热工专业人员进行处理。

3) 检查厂用电系统是否切换正常, 否则应手动补救, 设法恢复厂用电。

4) 检查交流润滑油泵、顶轴油泵及汽机盘车达到条件自启动, 否则手动启动, 检查油压、油温正常, 盘车电流正常。检查发电机密封油系统正常运行。

5) 若厂用电中断时应检查直流润滑油泵、直流密封油泵自动启动, 否则立即手动启动。

6) 汽机紧急停机需破坏真空时, 应打开真空破坏阀。

7) 发电机内部着火和氢爆炸时, 要用二氧化碳灭火, 并紧急排氢, 转子惰走到近 200rpm 时, 要关闭真空破坏阀, 建立真空, 维持转速 200r/min, 直至火被扑灭。

8) 将励磁调节器自动控制/手动控制方式分别减到最小。

9) MFT 后送、引风机未跳闸, 若此时炉膛总风量大于 30%BMCR 风量, 立即将所有二、三次风挡板置吹扫位 (全开), 将炉膛总风量调整至 30~40%BMCR 风量进行吹扫; MFT 时炉膛总风量小于 30%BMCR 风量, 5 分钟后所有二次风挡板置吹扫位 (全开), 自动将炉膛总风量调整至 30~40%BMCR 风量进行吹扫, 炉膛吹扫 5 分钟, 吹扫结束。

10) 送风机和引风机跳闸引起锅炉 MFT 时, 应延时缓慢打开跳闸风机的挡板, 并保持打开状态不少于 15 分钟。锅炉 MFT 一分钟后将所有燃烧器风门调至全开的吹扫位置。待风机恢复正常后按正常的炉膛吹扫程序进行炉膛吹扫。

11) 由于尾部烟道再燃烧而紧急停炉, 应立即停止送引风机, 密闭炉膛。

12) 过热器压力达到 27MPa 时 PCV 阀不动作要开启 PCV 阀泄压;

13) 其它操作按钮跳闸后的故处理规定进行, 并按正常停机程序完成其他停机操作。

14) 及时向调度和生产主管领导汇报故障情况。将有关曲线、事故记录打印并保存好, 在值班日志做好事故记录。

5.2.3 机组申请停运条件及处理

5.2.3.1 机组申请停运条件

1) 锅炉申请停炉条件。遇有下列情况之一时, 应申请停止锅炉运行:

- 1、锅炉炉水、蒸汽品质严重恶化, 经多方处理无效时;
- 2、锅炉承压部件泄漏, 运行中无法消除时;
- 3、锅炉严重结焦、堵灰, 无法维持正常运行时;
- 4、受热面金属壁温严重超温, 经多方调整无效时。

2) 汽机申请停机条件。遇有下列情况之一时, 应申请停止汽轮机运行:

- 1、凝汽器背压缓慢上升, 通过减负荷仍无法维持, 减负荷至零, 背压无法恢复。
- 2、汽水管道的破裂无法维持长时间运行。
- 3、正常运行时汽轮机上、下缸温差增大, 达 $\pm 50^{\circ}\text{C}$ 及以上, 短时间无法恢复。
- 4、低压缸排汽温度达到 80°C , 调整无效, 无法恢复正常。
- 5、两台轴封风机均故障, 短期无法投入运行时。
- 6、凝汽器泄漏严重, 半侧停运仍无效时。
- 7、辅机故障, 无法维持主机长时间运行。
- 8、机组正常运行时, 汽轮机主油泵工作严重失常, 以交流润滑油泵和启动油泵维持运行, 无法查明故障原因时。

9、发生其它无法维持机组长时间运行的情况。

3) 发电机申请停运条件

- 1、发电机铁芯过热超过允许值调整无效。
- 2、发电机漏氢，氢压无法维持。
- 3、发电机内部漏水。
- 4、发电机密封油系统漏油严重，无法维持长时间运行。
- 5、发电机氢冷系统故障，发电机出口风温超限调整无效。
- 6、发生机组跳闸保护以外的其它故障，发电机无法继续运行。
- 7、发电机定冷水导电度过高（达 $9.9 \mu S/cm$ ），调整无效时。
- 8、发电机定子冷却水冷却器故障，进口水温无法维持，导致发电机出口水温过高不能恢复时。
- 9、发电机氢纯度低于 90%。

5.2.3.2 机组申请停运步骤

- 1) 机组任一故障停机条件满足时，值班员应汇报值长，请示生产主管领导批准，汇报调度申请停机，若情况紧急，可先汇报调度申请停机，然后汇报生产主管领导。
- 2) 选择适当的停机方式停机。
- 3) 为了防止故障进一步扩大，可加快减负荷速度。
- 4) 若机组工况恶化，必须加快处理时，可按紧急停机处理。
- 5) 完成其它停机操作。
- 6) 在值班日志做好申请停机原因和停机过程的记录。

5.2.4 机组跳闸后的处理

5.2.4.1 汽机跳闸后的处理

- 1) 汽机跳闸后，DCS 发出声光报警，运行人员确认后复位报警，汇报值长。确认主汽阀、高压调节阀、中压主汽阀、中压调节阀关闭。
- 2) 检查汽机跳闸后联锁动作正确。检查高压排汽逆止门、各抽汽逆止门、抽汽电动门关闭，VV 阀和 BDV 阀打开。
- 3) 检查未达到紧急停运条件，应维持真空。汽机转速下降后，根据情况需破坏真空时，旁路运行时应快关高、低压旁路阀，打开真空破坏阀。
- 4) 检查交流润滑油泵、顶轴油泵自启情况，否则应手动启动。
- 5) 发电机联跳后，确认厂用电系统切换正常。
- 6) 检查汽机所有防进水疏水阀打开。检查低压缸喷水自动投入，否则手动投入。
- 7) 检查小汽机及汽泵前置泵在跳闸状态。
- 8) 联系相关机组，辅汽切至邻机供给，关闭本机四抽、二抽供辅汽联箱电动门。检查辅汽供轴封正常，否则手动调整正常。
- 9) 调整凝结器、除氧器水位正常。MFT 联跳导致两台汽泵跳闸，根据情况启动电动给水泵向锅炉上水。
- 10) 注意汽机惰走情况，加强汽机胀差、振动以及上下缸温差等监视，倾听汽轮机内部声音正常。机转速到零，盘车自投正常，否则应手动投入。
- 11) 完成其他停机操作。
- 12) 机组跳闸原因查明后，复位所有跳闸信号。
- 13) 若能恢复机组运行，应按极热态方式重新启动。若因机组保护误动或人为误操作、参数越线等造成机组停运，停运后机组又未发现异常，可立即恢复机组运行，按极热态方式重新启动。

5.2.4.2 MFT 后锅炉侧的处理

- 1) 检查所有运行磨煤机、给煤跳闸，运行一次风机跳闸，启动油和点火油快速关断阀及回油电动门关闭，一级减温水和二级减温水门关闭，再热器事故减温水门关闭，上述设备和阀门不动作要手动将其关闭；
- 2) 检查炉膛负压自动跟踪正常，炉膛负压自动跟踪不正常应解除自动，手动进行调整，

防止炉膛负压超限引起送、引风机跳闸：

- 3) 确认汽动给水泵、电除尘器跳闸、电动给水泵勺管至零位。
- 4) 确认脱硫岛旁路烟道挡板开启，联系脱硫除灰控制室，检查增压风机跳闸。
- 5) 锅炉主汽压力 27MPaPCV 阀不动作，手动起跳 PCV 阀泄压；
- 6) 炉膛吹扫完毕，复位跳闸设备；
- 7) 注意监视锅炉排烟温度和热风温度，防止尾部受热面再燃烧；
- 8) 配合有关人员查找 MFT 原因，进行处理后进行再次启动准备。

5.2.4.3 发电机跳闸后电气侧的处理

- 1) 确认发变组出口开关三相确已跳闸，励磁开关跳闸，将其复位。
- 2) 确认 6kV 厂用电已切换为备用电源供电并运行正常，将跳闸开关向分闸位复位。
- 3) 查明保护动作情况，作好记录，并检查故障录波器相关信息，经继保人员确认后复归保护信号。
- 4) 对发变组及其有关设备作详细的外部检查，查明有无外部故障症状。
- 5) 检查 380V 厂用电系统运行正常。
- 6) 查明事故原因，故障消除后，汇报调度申请重新并网。
- 7) 若发现属人为误动引起，则应立即汇报调度要求并网。

5.2.5 正常运行中机组甩负荷

5.2.5.1 正常运行中发变组出口开关跳闸

- 1) 发变组出口开关跳闸现象：
 - 1、DCS 上声光报警信号。机组声音突变，负荷指示到零。
 - 2、机组大联锁动作。汽机 ETS 动作，高中压主汽阀、调阀、各抽汽电动阀、逆止阀关闭，汽机转速上升后又下降。OPC 动作（甩负荷限制、PLU、103%、ACC）动作。锅炉 MFT 动作。
 - 3、发变组出口开关、发电机励磁开关跳闸。发变组出口开关断开位置信号来。
 - 4、本单元 6kV A、B、C 段工作电源开关跳闸，快切装置动作，备用电源开关合闸。
 - 5、发电机有功、无功、定转子电压、电流表计到零。
 - 6、主汽压升高，炉 PCV 阀动作。
- 2) 正常运行中发变组出口开关跳闸处理：
 - 1、首先检查保护动作情况，确认发变组出口开关三相确已跳闸，励磁开关跳闸，否则手动处理。判断发电机故障原因并进行处理。
 - 2、检查机组大联锁动作情况，锅炉、汽轮机应自动跳闸。否则应立即打闸，检查厂用电运行是否正常，若不正常，应尽力恢复厂用电正常。
 - 3、注意甩负荷机组最高转速在正常范围内，即未达到汽机超速保护值，检查发电机-变压器组，对发变组及其有关设备作详细的外部检查，若无明显故障，判断故障为外部故障或属人为误动引起，可及时联系系统准备重新启动机组。
 - 4、若转速达到 3300rpm，汽机超速保护动作，应检查超速原因，待消缺后方可重新启动。若汽轮机转速升至 3300r/min 以上，超速保护不动作或转速继续上升，立即破坏真空紧急停机。停机后应进行全面检查，待消缺且超速试验正常后，方可重新带负荷。若查明发电机事故跳闸原因为发电机内部故障时，应在故障消除后，方可重新启动机组。
 - 5、汽机确已跳闸后，其他操作按汽机跳闸后的处理方式进行。
 - 6、若锅炉重新点火成功，汽机按极热态启动方式，冲转至 3000rpm，机、炉运行良好，立即汇报调度，按值长令并网带负荷。
 - 7、若发电机跳闸前负荷在 15% 以下，旁路在投入自动状态，MFT 未动作，应及时调整锅炉燃烧，投入等离子或油枪稳燃，维持主、再蒸汽参数正常，等待汽轮机冲转，此时若因汽机或发电机不允许重新启动时，可手动停炉。
 - 8、将保护动作情况作好记录，并检查故障录波器相关信息，经继保人员确认后方可复归保护信号。

5.2.5.2 汽轮机正常运行中 ETS 保护突然动作

1) 正常运行中 ETS 动作现象:

1、汽机跳闸，发电机跳闸，发电机有功、无功、定子电流等表计指示到零。锅炉 MFT 动作。

2、DCS 上声光字报警，事故喇叭响。

3、汽轮机转速下降。

4、ETS 画面，对应跳闸指示灯亮，并给出动作首显不是“发电机跳闸”。

2) 正常运行中 ETS 动作后的处理按汽机跳闸后的处理方式进行。

5.2.5.3 机组正常运行中发生 RB

1) RB 动作现象

1、相应的主要辅机跳闸报警。

2、机组负荷指令受 RB 逻辑联锁控制并进行自动降负荷，条件满足时，发“机组 RB 动作”信号，自动由“机炉协调”控制切换为“机跟随”方式。

3、事故声、光报警，CRT 显示 RB 原因;

4、故障跳闸设备状态指示闪烁;

5、部分制粉系统跳闸;

2) 在机炉协调方式或 TF 方式下，以下辅机故障时实际负荷大于 RB 动作负荷时会引发 RB 工况:

1、单台送风机、引风机、一次风机、空预器跳闸，且机组负荷大于 300MW;

2、一台汽动给水泵跳闸，5 秒内备用电动给水泵未联启，且机组负荷大于 300MW;

3、一台汽动给水泵跳闸，5 秒内备用电动给水泵联启成功，但机组负荷大于 480MW;

4、当磨煤机跳闸，且机组负荷大于仍处于运行的磨煤机的最大允许出力时。

3) 以下 RB 逻辑触发时，将自动启动 F 层等离子拉弧并自动投入运行燃烧层点火油。

1、单台一次风机、空预器跳闸，且机组负荷大于 300MW;

2、单台送风机或引风机跳闸，且机组负荷大于 340MW;

3、一台汽动给水泵跳闸，5 秒内备用电动给水泵未联启，且机组负荷大于 300MW;

4) RB 动作，如果逻辑触发跳磨逻辑，按照 A-D-B 的顺序进行切磨，保留三台磨运行。

5) 机组 RB 的控制逻辑:

1、当机组负荷在小于 300MW，发出故障报警，RB 不动作。

2、如果机组负荷在 300-480MW 之间，任一台汽动给水泵运行中跳闸，RB 逻辑动作为:

A、发出电泵启动信号。

B、电泵自启动成功，不发 RB 信号，机组仍为协调控制。

C、可依据机组工况进行给水量调整。保持汽、电泵并列运行。

D、锅炉主站指令强制负荷指令 $\leq 480\text{MW}$ 。

E、如果电泵未启动，机组发 RB 信号，机组控制方式切为机跟随。自动按顺序停一台磨组。锅炉主站指令强制将负荷指令减至 300MW。

3、如机组负荷在 480~600MW 之间，任一台汽动给水泵运行中跳闸，RB 逻辑动作为:

A、自动联启电泵。

B、电泵自启动成功，锅炉主站指令强制至 480MW，释放后由 RB 指令维持在 480MW 运行。

C、如果电泵未启动，机组控制方式切为机跟随。自动按顺序停磨组。锅炉主站指令强制将负荷指令减至 300MW。

4、机组负荷在高于 300MW 负荷，任一侧风烟系统运行中跳闸，RB 逻辑动作为:

A、锅炉主控指令强制至 300MW，释放后由 RB 指令维持在 300MW 运行。

B、机组发出 RB 动作信号，自动由“机炉协调”控制切换为“机跟随”方式。

C、自动按顺序停运磨煤机组。

5、机组运行方式在协调方式下，不同数量磨煤机跳闸引起的 RB 设定:

A、四台磨运行且负荷 $\geq 500\text{MW}$ ，负荷减至 500MW;

B、三台磨运行且负荷 $\geq 350\text{MW}$ ，负荷减至 350MW;

C、二台磨运行且负荷 $\geq 260\text{MW}$ ，负荷减至 260MW。

6) RB 事故处理:

1、RB 发生，检查机组控制方式自动切换为“机跟随”方式，如机组各自动跟踪正常，不得解除自动进行手动调整；如果自动跟踪不正常，应立即解除自动进行手动调整。

2、任一水泵跳闸后应立即检查电泵自启动是否正常，并监视自动并泵程序，必要时进行手动干预。检查机组控制方式切换是否正常，否则立即手动切换。

3、检查实际负荷已至 RB 动作设定值，否则立即手动将机组负荷降低至 RB 要求值。

4、一台给水泵跳闸应立即将运行的给水泵出力加到最大。

5、一台送风机跳闸应立即将运行送风机出力加到最大，检查跳闸送风机出口挡板关闭严密；

6、一台引风机跳闸应立即将运行引风机出力加到最大，检查跳闸引风机出、入口挡板关闭严密；

7、一台一次风机跳闸应立即将运行一次风机加到最大，检查跳闸一次风机出口挡板和冷风挡板关闭严密；

8、调整锅炉燃烧，维持炉膛压力正常，锅炉燃烧稳定后，可逐步停止等离子拉弧或解列部分油枪。

9、密切注意给水量，维持在正常范围内，注意对汽压、汽温的调整。

10、检查机组真空、振动、胀差、轴向位移和推力轴承工况的变化。

11、调整机组运行工况，使其稳定在新的负荷点上。

12、系统运行相对稳定后调整燃料量、给水量、风量保证机组在允许的最大出力稳定运行，联系检修人员查找 RB 原因，消除故障后恢复机组正常运行。

5.2.6 高加解列

1) 高加解列的现象

1、发电机有功功率瞬间增加。DCS 发“高加解列”声光报警。

2、调节级压力、高压缸排汽压力、再热热段压力升高及其他监视段压力瞬间升高。

3、给水温度降低，凝结水流量增大。

2) 发生下列情况高加将解列运行

1、任意一台高加水位高三值、OPC 动作、汽机跳闸、发出报警信号，自动解列高加。

2、高加系统汽水管道及阀破裂，危及人身和设备安全时，应立即手动解列高加。

3、高加水位升高，处理无效，高加满水时，应立即解列高加。

4、任意一台高加正常疏水阀卡涩，手动开启事故疏水阀不及时，导致高加水位高三值，自动解列高加。

5、任意一台高加水侧泄漏，导致高加水位高三值，自动解列高加。

3) 高加解列自动完成下列操作，否则手动完成:

1、关闭一、二、三段抽汽电动门及逆止门，开启一、二、三段抽汽管道疏水阀。

2、#1、2、3 高加事故疏水阀自动开启。

3、高加水侧旁路阀自动打开，高加进、出口电动阀自动关闭。(OPC 动作、汽机跳闸时只跳汽侧，不切水侧)

4) 高加解列但机组运行正常时，处理如下:

1、原则上可带额定负荷运行，但不得超过 600MW。

2、监视机组负荷调节情况，防止机组瞬间过负荷或再热器超压现象的发生。监视除氧器水位调节情况，凝结水泵电流变化情况，机组负荷瞬时较高时防止凝结水泵过负荷。

3、注意监视机组监视段压力的变化，尤其是 CCS 协调下机组负荷不变而锅炉负荷（流量）达到新的稳定值后，一、二、三段抽汽压力会下降，低压监视段压力会上升，应加强四至八抽压力监视，防止机组低压监视段过负荷，否则应适当降低负荷运行。检查轴系的串轴、胀差、推力轴承温度、轴承振动等各项参数变化情况。

4、机组带额定负荷运行时注意燃料量，不能超过机组额定燃料量的 10%，否则应适当降低负荷运行。

5、加强机组燃料量和分离器出口过热度变化监视和调节，防止主、再热汽温及过热器、再热器壁温越限。

6、注意锅炉排烟温度，做好防止低温腐蚀的措施。

5.2.7 汽水管道水冲击

1) 汽水管道发生水冲击现象

1、汽水管道内部声音异常。

2、汽水管道发生低频剧烈振动、晃动，严重时使管道及支吊架开裂，威胁人身及设备安全。

2) 汽水管道发生水冲击的预防与处理：

1、发生汽水管道振动时，立即关闭汽水管道供给阀门或停止有关设备，待充分疏水或排空气后再投入，严禁强行投入。

2、发生管道水冲击后应检查管道损坏情况，确认管道、设备及支吊架正常方可重新投运。

3、凝结水、给水管道投运前必须充水排气合格。

4、辅助蒸汽、高、低加、除氧器时投运时严格按照要求暖管疏水合格，投运过程中控制投入速度，并根据抽汽管道温度判断疏水是否正常。

5、确保加热器投运前后、运行中水位正常范围。

6、小机投入时要按要求进行预热暖管，并检查疏水正常。

7、高低压旁路投入前应充分暖管疏水。旁路切除后应保证减温水阀严密关闭。

8、机组启停过程中注意监视过热器及再热器减温水阀，防止减温水阀不关，造成管道水击发生。

9、机组启动前、停止后锅炉、汽机所有疏水阀应按规定开启。

10、机组启停、运行中主、再热蒸汽参数、减温后蒸汽参数必须保证足够的过热度。

11、轴封汽投入时要按要求进行预热暖管，并检查疏水情况；正常运行中部分轴封管道通过节流孔板疏水至疏扩，应确认疏水畅通。

12、监视高压排汽逆止阀前后疏水罐水位正常，出现高高报警应检查疏水门自动开启。

5.2.8 机组厂用电全部中断

1) 厂用电全部中断的现象：

1、事故报警，机组跳闸。

2、工作照明灯灭，事故照明亮，控制室变暗。

3、所有运行的交流电机停转，备用交流电动机不联动，各电流指示到零。主机及小机直流润滑油泵、直流密封油泵自启动。

4、6kV 母线“低电压”保护报警，低电压保护动作于部分负荷跳闸。

5、柴油机发电机组自启动，380V 各保安 MCC 自动切换。

2) 厂用电全部中断的原因：

1、发变组故障或系统故障导致发变组跳闸，同时#03 高变在停役状态或 6kV 母线备用电源切换不成功。

2、6kV 系统由#03 高变供电，#03 高变跳闸。

3、系统瓦解，500kV 和 220kV 系统同时失压。

3) 厂用电全部中断的处理：（现场处理人员应备好手电筒。）

1、检查各系统保护动作情况，迅速判明故障原因，并隔离故障点。

2、确认发变组出口开关、灭磁开关跳闸，汽机跳闸，锅炉灭火。

3、将所有跳闸开关复位，拉开厂用辅机所有未跳闸开关，如果锅炉大联锁投入时应首先拉开引风机开关。

4、若 220kV 系统电源正常，检查无“分支过流”、“零序过流”、“6kV 母线闭锁切换”信号，

确认 6kV 厂用母线工作电源开关在断开位后，用备用电源开关强送电一次。若强送成功，6kV 电源恢复后，逐步恢复厂用电系统运行，并按极热态方式重新开机。若强送不成功不得再送。

5、若备用电源不正常或者强送不成功，柴油发电机组应自动启动，若未启动，则应手动启动，恢复各保安 MCC 供电。

6、确认汽机转速下降，高压主汽阀、高压调节阀、中压主汽阀，中压调节阀关闭，高排逆止阀、抽汽逆止阀关闭，VV 阀和 BDV 阀开启。

7、确认主机直流事故润滑油泵自动启动，否则应立即手动投入，就地检查正常，润滑油压力在 0.1~0.18MPa。

8、确认直流密封油泵自动启动，否则应立即手动投入，并确认密封油与氢气差压 0.056Mpa 左右。

9、确认小机跳闸，确认小机直流事故油泵自动启动，否则应立即手动投入；确认小机高低压主汽阀、调阀关闭，关闭小机的四抽供汽电动阀、主汽供汽电动阀、辅汽供汽电动阀，转速下降。

10、确认锅炉所有油枪供油阀及燃油快关阀关闭，过热器、再热器减温水调整阀及隔离阀关闭。

11、确认汽机防进水疏水阀开启，后因凝结器背压迅速上升，防进水阀组自动关闭，尽量隔绝疏水进入凝结器。

12、汇报调度、上级领导，通知外围岗位。

13、保安电源恢复后，检查直流系统充电器和 UPS 供电正常。

14、保安电源恢复后，启动顶轴油泵。转速到零时，检查盘车自动投入，否则手动投入。如果汽机有异常，破坏真空加速停机，并注意比较惰走时间。启动小机交流启动润滑油泵运行，确认出口压力正常，停运直流事故润滑油泵运行并投入备用。小机转速降到零，启动小机盘车马达。

15、保安电源恢复后，锅炉侧依次启动空预器稀油站，空预器辅助电机，火检冷却风机，等离子载体风机 B，送引风机、一次风机、磨煤机油泵运行。

16、仪用气压力失气后，按“仪用压缩空气失去”处理。

17、若柴油发电机不能自启，抢合无效，立即组织人员对空预器、汽轮机进行手动盘车。尽快通知检修，排除故障，恢复保安段电源供电。

18、若保安 MCC 段电源无法及时恢复供电、直流密封油泵无法维持长时间运行时，应对发电机紧急排氢，将机内氢压降到 0.05MPa 以下，并及时进行气体置换。

19、恢复厂用电电源后，按照极热态启动方式逐步恢复各系统。

20、当汽机低压排汽缸温度大于 80℃时，待凝结水系统启动后开启低缸喷水对其冷却，直至低压缸排汽温度小于 50℃后方可启动循环水泵。若循环水泵长时间停运导致排汽缸温高达 120℃及以上时，应让排汽缸温度自然下降至 50℃后方可启动循环水泵。

5.2.9 仪用压缩空气失去

1) 仪用压缩空气失去的现象：

1、“压缩空气压力低”报警。

2、就地表计显示控制气压全面下降。

3、气动执行器开关不动或不灵活；锅炉火焰工业电视冷却空气压力低报警；当炉前油枪驱动压缩空气压力低于极限时，发“仪用压缩空气压力低低”报警；气关式气动阀开启，气开式气动阀关闭。

2) 原因：

1、空压机本身缺油及其他机械故障，均不能正常工作。

2、空压机电源故障及热工控制回路故障，均不能正常工作。

3、空压机自启、停装置失灵。

4、仪用压缩空气系统管路大量漏泄。

5、空压机冷却水中断，空压机无法正常工作。

3) 处理：

- 1、正常运行中应做好定期检查及维护工作，保证空压机处于良好的备用状态。
- 2、当仪用压缩空气压力下降到 0.6 MPa 报警，检查备用空压机是否自启动，并立即查明压力降低的原因，予以消除。
- 3、当备用空压机已经全部投入运行时，仪用母管压力仍低，应停止向杂用气罐供气。
- 4、仪用压缩空气压力恢复前，就地手动调整一些重要调阀或旁路手动阀，保证除氧器、凝汽器水位、主机润滑油温、主再热汽温等重要参数正常。
- 5、控制气源失去后，应注意凝补水箱压力和水箱水位、凝汽器水位，闭冷水箱、定冷水箱水位，以及各自补水阀失气后动作情况，必要时用旁路阀手动调节。
- 6、通知化学、除灰脱硫值班员检查控制气源失去后各气动阀动作情况。
- 7、UPS 停电或失气下列气动阀动作情况：

气 动 阀	失电/失后 状态	气 动 阀	失电/失气后 状态
过热器、再热器减温水调节 TCV	保位	锅炉低负荷给水调节门	保位
辅汽供轴封 PCV 及主汽供轴封 PCV	保位	发电机氢冷器 TCV	保位
低压轴封 TCV	保位	凝汽器水位高溢流调节阀	保位
轴封溢流 PCV	保位	凝汽器启动补水 LCV	保位
凝汽器正常补水 LCV、	保位	凝结水泵再循环 FCV	保位
除氧器水位调节阀 LCV	保位	凝结水供低压缸喷水 PCV	保位
除氧器辅汽供汽 PCV	保位	疏扩减温水调节阀 TCV	保位
定子水温度调节阀 TCV	保位	高、低加正常疏水 LCV	保位
定子水压力调节阀 PCV	开启	#3 高加危急疏水 LCV	保位
定子水冷却器开冷水侧 TCV	保位	#3 高加外其他高、低加事故疏水阀	关闭
凝结补水箱水位调节阀 LCV	保位	电泵、汽泵再循环 FCV	开启
高低压旁路减压阀 PCV	全关	主机冷油器 TCV	保位
高低压旁路减温水气动截止阀	失电关	小机润滑油冷油器 TCV	保位
旁路一、二、三级减温水调节阀	保位	高排汽逆止门和各抽汽逆止门	全关
闭冷水箱水位 LCV	保位	EH 油温 TCV	保位
真空泵入口快关蝶阀	关闭	BDV 阀	开启
主再热蒸汽、旁通外部管道疏水	关闭	V V 阀	开启
本体疏水阀组	开启	本机冷段供辅汽 PCV	保位
抽汽逆止门后疏水阀组	关闭	#4、5 机冷段供辅汽联箱 PCV	保位

5.2.10 机组控制系统异常及处理

DCS 系统故障总的分类包括恶性的系统瘫痪（UPS 失电、较多数控制器死机等）、操作员站部分或全部“死机”以及局部系统故障。

1) DCS 系统部分操作员站死机故障

1、DCS 系统部分操作员站死机故障的现象：

- A、一台或两台 LCD 出现画面冻结，黑屏或蓝屏；
- B、其他 LCD 依旧可以进行操作及监视。

2、DCS 系统部分操作员站死机故障的处理：

- A、检查其它操作站是否可以对系统监视及操作。
- B、立即向值长汇报，在能操作的操作站上对机组进行控制、监视。

- C、值长立即通知热控人员到现场进行处理。
- 2) DCS 系统部分控制器出现工作异常故障
- 1、DCS 系统部分控制器出现工作异常故障的现象：
- A、在各台 LCD 上均显示几个功能分区块呈现灰色，或离线故障状态。
 - B、检查 LCD 上有控制器故障报警，离线故障报警。
- 2、DCS 系统部分控制器出现工作异常故障的处理：
- 1、出现异常立即汇报值长，值长通知热控人员到现场处理。
 - 2、停止有关操作，根据现场情况判断故障控制器对那些系统有影响，如果现场有就地监视及控制方式的辅助系统应立即派专人进行监视及调整，确定系统是否可继续运行。
 - 3、现场人员派专人监视出现控制器故障的相关设备和系统，加强就地相关表计监视。
 - 4、根据热工专业人员的意见和值长、机长的指令进行处理。
 - 5、重要的控制器或出现较多控制器故障危及机组安全运行时，应采取紧急停机措施。
- 3) DCS 系统操作控制网络工作异常
- 1、DCS 系统操作控制网络工作异常的现象：
- A、在各台 LCD 上均显示画面冻结，黑屏或蓝屏。
 - B、所有 DCS 控制系统故障报警。
 - C、所有 LCD 上发出的控制指令均无效。
- 2、DCS 系统操作控制网络工作异常的处理：
- A、出现故障立即报告值长，值长应尽快通知热控人员处理。
 - B、派专人到现场对重要设备及系统就地相关表计监视。
 - C、根据热工专业人员的意见和值长的指令进行处理。
 - D、在短时间内如果无法恢复或者机组运行重要参数无法监视危及机组安全运行时，立即采取紧急停机措施。
- 4) 热工部分模件工作异常
- 1、热工部分模件工作异常的现象：
- A、LCD 上出现通道故障报警。
 - B、故障模件所对应测点监视、控制信号消失，显示为故障状态，对部分设备控制可能有影响。（热工检查可发现控制器柜内可见该模件运行指示灯灭。）
- 2、热工部分模件工作异常的处理：
- A、发现故障，运行人员立即汇报，尽快通知热控人员进行处理处理。
 - B、加强就地相关表计监视。
 - C、根据热工专业人员的意见和值长、机长的指令进行处理。
 - D、根据情况调整运行方式，以便对故障系统进行必要的监视及调整。
 - E、联系中调保持机组负荷稳定，保持系统稳定设备稳定运行。
 - F、如果故障模件数量较多，无法保证设备及系统的正常运行，应立即采取紧急停机的措施。
- 5) DCS 系统失电（UPS 系统故障，造成 DCS 系统失电。）
- 1、DCS 系统失电的现象：
- A、DCS 系统失电，锅炉 MFT 动作，汽轮机、小机 DEH 跳闸、发电机程序逆功率保护动作跳闸。
 - B、DCS 系统发故障报警。
 - C、LCD 画面上所有设备、测点均显示故障状态。
 - D、所有设备、阀门、挡板均不能控制。
 - E、非调节型气动阀门按照其失电特性动作，调节气动阀保位。
- 2、DCS 系统失电的处理：
- A、机组自动不跳闸，应立即使用紧急停机按钮进行打闸停机、停炉、解列操作。
 - B、机组跳闸后，立即在硬手操盘紧急启动主机润滑油泵、顶轴油泵，远方不能启动，

迅速到就地控制箱或在开关上直接启动，防止主机断油烧瓦。就地检查汽机转速迅速下降、润滑油压、发电机密封系统、小机油系统运行正常。按照机组停运步骤就地手动完成停机后的系统停运操作。

C、检查进入锅炉燃料确已切断，所有磨煤机、一次风机全部停运。否则用事故按钮手动停运。按照停炉操作步骤就地手动完成停炉后的其他操作。

D、确认发电机保护动作出口正常，相应电流、有功、无功指示为 0，发变组高压侧开关、灭磁开关确已跳闸。否则，使用硬手操盘紧急解列，并就地断开灭磁开关。

E、检查 6KV、380V 配电室，确认备用电源自投成功，380V 电源正常。若备用电源自投不成功，检查无“分支过流”、“零序过流”、“6kV 母线闭锁切换”信号，确认 6kV 厂用母线工作电源开关在断开位后，用备用电源开关强送电一次。若强送成功，6kV 电源恢复后，逐步恢复厂用电系统运行。若备用电源暂时无法投运，应立即检查并投入柴油发电机，就地恢复保安电源供电。

F、按照停机后转机设备运行要求检查各转机运行状态是否正常，保证空预器、各辅机油站，闭冷水以及机组冷却水系统正常运行。

G、就地查明 UPS 电源中断原因并排除故障后，及时恢复 UPS 供电。

H、检查直流系统运行正常。

I、就地检查排汽逆止门和抽汽逆止门、V V 阀及 BDV 阀、汽机防进水疏水阀动作情况是否正常。

J、事故处理过程中，注意加强就地设备和系统运行情况的检查调整，防止锅炉超压、炉膛负压过大，凝结器、除氧器满水。

K、在转子到零时，检查并就地启动盘车。

L、在 DCS 恢复后，全面检查各系统参数正常，满足机组启动条件。启动引送风机，进行锅炉吹扫，按照热态启动程序重新启动。

5.2.11 主汽压力异常

1) 现象

- 1、主蒸汽压力偏离当前负荷对应正常值；
- 2、机组负荷短时大于（或小于）设定值；
- 3、主蒸汽压力偏差高（或低）报警；
- 4、主蒸汽沿程温度可能异常；
- 5、主蒸汽安全门可能动作信号和报警；
- 6、主蒸汽安全门、高旁就地有泄漏声，高旁减温器后温度高或高旁减温水门开启；
- 7、主蒸汽系统泄漏四管泄漏监测装置来报警，就地可能听到泄漏声；
- 8、主蒸汽流量可能不正常低于给水流量。

2) 原因

- 1、给水流量控制异常；
- 2、燃料调节异常。
- 3、突然甩负荷。
- 4、主蒸汽安全门误动启座或严重内漏造成主蒸汽压力低；
- 5、高旁误开或严重内漏造成主蒸汽压力低；
- 6、高压自动主汽门或高压缸调门故障不正常开大或关小；
- 7、主蒸汽系统严重泄漏。

3) 处理

1、机前主蒸汽的额定压力为 24.2Mpa，正常运行时不应大于 25.4Mpa，否则应检查汽压异常原因，尽快调整锅炉燃烧，恢复主蒸汽压力正常。根据情况撤出给水调节自动，根据机组负荷，适当降低给水流量、燃料量，恢复主、再热蒸汽压力正常，严密监视、调节主汽温度正常。待压力稳定后，查明原因将给水控制切回自动。

2、如因锅炉原因造成蒸汽压力升高，在负荷不超限、其它运行条件许可的前提下，可适当增加机组负荷。

3、主蒸汽安全门严重内漏或主蒸汽安全门误动无法回座，经检修就地强制压砵无效时应

申请停炉处理；

4、高旁误开造成主蒸汽压力低应立即进行手动关闭，手动关闭无效应到就地强制关闭后查找原因进行处理；若减负荷时负荷降低过快，引起主汽压力异常，应设法稳定。待汽压恢复正常后，再进行降负荷工作。

5、如果高旁就地强制关闭无效或内漏严重无法处理，应请示停机处理；

6、高压自动主汽门或高压缸调门故障不正常开大或关小联系检修进行处理，经处理仍不能恢复正常，主蒸汽压力高影响机组正常带负荷或可能在额定负荷时造成主蒸汽 PCV 阀动作时，应减少给水量和燃料量降压运行；

7、主蒸汽系统严重泄漏按“过热器损坏”进行处理。

8、机侧主蒸汽压力在 25.41~29.04 Mpa 之间的运行时间不得超过 15 分钟，否则应汇报值长，不破坏真空紧急停机；机侧主蒸汽压力瞬时波动的峰值，不得超过 29.04 Mpa。否则应汇报值长不破坏真空紧急停机。

9、主汽压力达到 28.726MPa，锅炉保护不动作应手动停炉。

10、定压运行方式下，主蒸汽压力下降时，应调整锅炉燃烧尽快恢复汽压。若负荷增加过快，引起主蒸汽压力异常，应设法稳定负荷，待汽压恢复正常后，再进行加负荷工作。

11、定压运行方式下，若因锅炉原因造成主蒸汽压力降低，则汇报值长适当降低负荷，待主汽压力恢复后，再加负荷至正常值。

5.2.12 再热汽压异常

1) 再热汽压异常的现象：

1、再热蒸汽压力偏离当前负荷对应正常值；

2、再热蒸汽沿程温度可能异常；

3、机组负荷可能突变；

4、主蒸汽压力偏差高（或低）报警；

5、再热蒸汽安全门动作信号和报警；

6、再热蒸汽安全门、高旁、低旁内漏，就地有泄漏声，减温器后温度高或减温水调门开启；

7、再热蒸汽系统泄漏四管泄漏监测装置来报警，就地可能听到泄漏声。

2) 再热汽压异常的原因：

1、再热器安全门误动启座或内漏造成再热器压力低；

2、机组超负荷运行，造成再热器压力高；

3、低旁误开或严重内漏造成再热器压力低；

4、高旁误开或严重内漏造成再热器压力高；

5、中压缸调门或主汽门故障，中压自动主汽门或调门关小或关闭造成再热汽压力高；

6、再热蒸汽系统严重泄漏；

7、抽汽系统异常；

8、突然甩负荷。

3) 再热汽压异常的处理：

1、再热汽安全门严重内漏或安全门误动无法回座，经检修就地强制压砣无效时应申请停炉处理；

2、调整燃料量和给水量，机组负荷降至正常范围；

3、低旁误开应立即进行手动关闭，手动关闭无效应到就地强制关闭后查找原因进行处理；

4、如果低旁就地强制关闭无效或内漏严重无法处理，应请示停炉处理；

5、高旁误开造成再热蒸汽压力高应立即进行手动关闭，手动关闭无效应到就地强制关闭后查找原因进行处理；

6、如果高旁就地强制关闭无效或内漏严重无法处理，应请示停炉处理；

7、中压缸调门或主汽门故障造成中压自动主汽门或调门关小或关闭应联系检修进行处理，经处理仍不能恢复正常，再热蒸汽压力高影响机组正常带负荷或可能在额定负荷时造成再热蒸汽安全门动作应请示停炉处理；

8、再热系统严重泄漏按“再热器损坏”进行处理；

9、抽汽系统异常应查明原因进行处理。

10、在任何情况下，高压缸排汽压力不允许超过 $4.497 \times 125\% = 5.621\text{MPa}$ ；机侧再热蒸汽压力不允许超过 4.993MPa 。否则应不破坏真空停机。

5.2.13 主蒸汽温度异常

1) 主蒸汽温度异常的现象：

- 1、炉侧主汽温度高于 579°C 或低于 557°C ,CRT 监视器上参数超限变红；
- 2、主汽温度高或低报警；
- 3、一、二级减温水调节阀全开或全关。

2) 主蒸汽温度异常的原因：

- 1、机组协调故障或手动调节不及时造成煤-水比严重失调；
- 2、炉膛工况发生大幅度扰动，机组协调跟踪质量不好或手动调节不及时；
- 3、给水系统故障，机组协调跟踪质量不好或手动调节不及时；
- 4、炉膛严重结焦或积灰；
- 5、炉膛结焦和积灰严重情况下进行吹灰；
- 6、煤质严重偏离设计值；
- 7、汽温自动调节装置失灵；
- 8、一、二级减温水控制失常，或减温水阀门故障；
- 9、主汽系统受热面或管道严重泄漏。

3) 主蒸汽温度异常的处理：

1、机组协调故障造成煤水比失调应立即解除协调，根据当前需求负荷决定调整燃料量或给水量。为防止加剧系统扰动，当煤水比失调后应尽量避免煤和水同时调整。当煤水比调整相对稳定后再进一步调整负荷；

2、炉膛工况发生大幅度扰动(如发生 RUN BACK 或一台以上制粉系统发生跳闸),控制系统工作在协调状态,主汽温度在自动控制方式,值班员应密切注意协调和自动的工作状况,尽量不要手动干预。当协调和自动工作不正常,值班员应果断的将协调和自动切为手动进行调整；

3、当给水系统故障(如一台给水泵跳闸、高加解列),控制系统工作在协调状态,主汽温度在自动控制方式,值班员应密切注意协调和自动的工作状况,尽量不要手动干预。当协调和自动工作不正常,应果断的将协调和自动切为手动进行调整；

4、当炉膛严重结焦和积灰造成主汽温度异常应及时进行炉膛和受热面吹灰,当吹灰器不能正常投入或吹灰器投入后仍不能清除结焦和积灰,可对给水控制系统的分离器进口温度进行修正或将给水控制切为手动控制。如经过吹灰和调整仍不能使主汽温度恢复正常并且受热面金属温度存在超温,应申请停炉处理；

5、如炉膛结焦和积灰严重的情况下进行吹灰,吹灰时应密切监视受热面温度的变化和自动的跟踪情况,必要时可适当降低主汽温度定值,防止主汽温度超温。自动跟踪不正常应将其切为手动进行调整；

6、当煤质发生变化时,燃料应提前通知运行部门并根据情况制定相应的燃煤混烧措施和对燃烧情况进行调整；

7、减温水阀门故障应将相应的减温水调门自动切换为手动并适当降低主汽温度运行,必要时可对给水控制系统的分离器进口温度进行修正或将给水控制切为手动控制,适当降低升降负荷速度,防止主汽超温,及时对故障的减温水阀门进行检修处理；

8、主汽系统受热面或管道严重泄漏应及时停炉处理,在维持运行期间如协调和主汽温度自动不能正常工作,应将其切为手动进行调整并适当降低主汽温度运行。如受热面或管道泄漏严重造成主汽温度和受热面金属温度严重超温经调整无效应立即停止锅炉运行。

9、机侧主蒸汽温度的额定值为 566°C ,正常运行中不大于 574°C ,否则应尽快调整锅炉燃烧恢复主蒸汽温度正常。

10、机侧主汽温上升至 $574 \sim 580^\circ\text{C}$,应汇报值长,并尽快调整锅炉燃烧恢复主蒸汽温度正常。

11、机侧主汽温上升至 $580 \sim 594^\circ\text{C}$,连续运行时间不得超过 15 分钟。否则应汇报值长,不破坏真空紧急停机。

- 12、机侧主汽温上升超过 594℃，应立即汇报值长，不破坏真空紧急停机。
- 13、机侧主汽温下降，适当减负荷运行，并适当降低主汽压力以保持蒸汽过热度不小于 50℃，否则立即汇报值长不破坏真空紧急停机。
- 14、正常运行中，汽温 10 分钟内下降 50 下降℃，或负荷 50% 以上而主汽温逐步下降至 474℃时，应汇报值长，不破坏真空紧急停机。当汽温下降时，根据汽温下降情况及时降低负荷运行。汽温缓慢下降，汽温低于 530℃，应联系值长机组降负荷滑压运行，主汽温度 520℃，负荷不得高于 80%，而后每下降 10℃，降低 10% 负荷运行。负荷低于 20%，汽温接近或低于 460℃，调整无效，应打闸停机。
- 15、若煤水比严重失调或减温水阀门故障汽温在 15 分钟内下降 80℃，或 10 分钟内下降 50℃，蒸汽无法保证必要的过热度，容易携带水分，此时应立即打闸停机。并充分疏水。

5.2.14 再热蒸汽温度异常

- 1) 再热蒸汽温度异常的现象：
 - 1、再热蒸汽温度高于 577℃或低于 549℃,CRT 监视器上参数超限变红；
 - 2、再热蒸汽温度高或低报警；
 - 3、烟气调节挡板和事故减温水全开或全关。
- 2) 再热蒸汽温度异常的原因：
 - 1、炉膛工况发生大幅度扰动，再热汽自动跟踪不好或手动调节不及时；
 - 2、炉膛严重结焦或积灰；
 - 3、炉膛结焦和积灰严重情况下进行吹灰；
 - 4、煤质严重偏离设计值；
 - 5、烟气挡板或事故减温水阀门故障；
 - 6、喷燃器损坏、风门挡板损坏或炉膛配风不合理。
- 3) 再热蒸汽温度异常的处理：
 - 1、炉膛工况发生大幅度扰动(如发生 RUN BACK 或一台以上制粉系统发生跳闸),再热蒸汽温度在自动控制方式,值班员应密切注意自动的工作状况,尽量不要手动干预。当自动工作正常不正常, 值班员应果断的将自动切为手动进行调整；
 - 2、当炉膛严重结焦和积灰造成再热蒸汽温度异常应及时进行炉膛和受热面吹灰, 当吹灰器不能正常投入或吹灰器投入后仍不能清除结焦和积灰, 烟气挡板和事故减温水调门全开或全关, 经燃烧调整仍不能使再热蒸汽温度恢复正常并且受热面金属温度存在超温, 应申请停炉处理；
 - 3、如炉膛结焦和积灰严重的情况下进行吹灰, 吹灰时应密切监视受热面温度的变化和自动的跟踪情况, 必要时可适当降低再热蒸汽温度定值, 防止再热蒸汽温度超温。自动跟踪不正常应将其切为手动进行调整；
 - 4、当煤质发生变化时, 燃料应提前通知运行部门并根据情况制定相应的燃煤混烧措施和对燃烧情况进行调整；
 - 5、烟气挡板或事故减温水阀门故障应将再热蒸汽温度自动切换为手动并适当降低再热蒸汽温度运行。适当降低升、降负荷速度, 防止再热蒸汽超温。及时对故障的烟气挡板、减温水阀门进行检修处理；
 - 6、喷燃器损坏、风门挡板损坏或炉膛配风不合理应及时对损坏的喷燃器和风门挡板进行处理, 故障设备未处理完之前应适当降低再热蒸汽温度运行, 适当降低升、降负荷速度, 防止再热蒸汽温度超温；
 - 7、配风不合理应对炉膛配风进行调整。
 - 8、机侧再热蒸汽温度的额定值为 566℃, 正常运行中不大于 574℃, 否则应尽快调整锅炉燃烧恢复主蒸汽温度正常。
 - 9、机侧再热汽温上升至 574~580℃, 应汇报值长, 并尽快调整锅炉燃烧恢复主蒸汽温度正常。
 - 10、机侧再热汽温上升至 580~594℃, 连续运行时间不得超过 15 分钟。否则应汇报值长, 不破坏真空紧急停机。
 - 11、机侧再热汽温上升超过 594℃, 应立即汇报值长, 不破坏真空紧急停机。

12、正常运行中，机侧再热汽温 10 分钟内下降 50 下降 $^{\circ}\text{C}$ ，应汇报值长，不破坏真空紧急停机。

5.3 汽机典型事故处理

5.3.1 机组严重超速

1) 机组严重超速的现象（不一定同时出现）

1、机组突然甩负荷到零，转速超过 3000rpm 并继续上升，103%、ACC 或甩负荷限制不动作或动作后转速仍然大幅上升，电超速或机械超速保护动作，报警发出。

2、汽轮机声音异常，振动增大。

3、转速达到超速保护动作值，但 DEH 电超速、TSI 电超速、机械超速保护未能动作。

2) 原因

1、发电机甩负荷。

2、DEH 系统控制失常。

3、机械超速保护故障，动作转速过高。

4、汽轮机高、中压调门、主汽阀关不严。

5、机组跳机时抽汽逆止阀、电动阀未关或关不严。

6、保护装置动作正常，但主汽门、调门或抽汽逆止阀卡涩，不能关闭严密。

3) 处理

1、汽机转速超过 3300rpm 而超速保护未动作应立即手动紧急停机，并确认高、中压主汽阀，高、中压调阀，各抽汽逆止阀应迅速关闭。

2、汽机跳闸后，检查主汽门、调门和抽汽逆止阀应关闭严密。若未关严，应设法关严，同时快速破坏凝汽器真空，使锅炉快速泄压。

3、确认转速下降，否则停运 EH 油泵，关闭高、中压主汽阀，高、中压调阀。并设法切断其它汽源。

4、只有当超速保安系统各环节部套设备发现无任何明显损坏现象，停机过程中未发现机组异常情况时，在超速跳闸保护系统调整合格（包括危急遮断器调整），且主汽门、调门、抽汽逆止门等关闭试验合格后，方可重新启动机组。并网前必须进行危急遮断器注油试验、危急遮断器升速动作试验合格后，方允许重新并网带负荷。

5、若停机过程中，机组差胀、振动或内部有异常声音时，或调节保护系统各环节部套有明显损坏，应查明原因，消除缺陷后，方可重新启动汽轮机，在启动过程中，应加强对机组振动，声音等检查。

5.3.2 汽轮机水冲击

1) 汽轮机水冲击的现象（以下现象不一定同时出现）

1、机组负荷晃动，调节级压力摆动增大。

2、汽轮机上下缸温差增大并报警。

3、高、中压主汽阀，高、中压调阀或任一抽汽电动阀、抽汽逆止阀门杆冒白汽。

4、汽轮机内部、主、再热蒸汽管道、抽汽管道或旁路系统有水击声或产生剧烈振动。

5、轴向位移变化较大，推力轴承金属温度及推力轴承回油温度急剧升高，汽缸及转子金属温度突然下降，差胀减少并向负方向发展。

6、机组声音异常并伴有金属摩擦声或撞击声，振动增大。

2) 汽轮机水冲击的原因

1、煤水比失调，汽水分离器严重满水。

2、主、再热蒸汽减温水调整不当。

3、机组 AGC 投运时，负荷急剧降低导致主、再热蒸汽温度急剧降低。

4、低负荷时汽机本体疏水不良，蒸汽管道疏水不畅。

5、运行中除氧器或高、低加满水。

- 6、轴封蒸汽温度调整不良、疏水不良，轴封带水。
- 7、停机后失去监控；或水压试验操作不到位。
- 3) 汽轮机水冲击的处理
 - 1、确认水冲击时，必须迅速破坏真空紧急停机，尽快切断有关汽、水源，加强主、再热汽管、本体抽汽管道、轴封汽母管等有关系统的疏水。
 - 2、当发现高压主汽阀、调阀或抽汽电动阀、抽汽逆止阀门杆冒白汽时，应紧急停机。
 - 3、当发现汽轮上下缸温差达 40℃应及时汇报值长。严密监视主、再热蒸汽汽温，轴向位移、推力轴承金属温度、推力轴承回油温度、胀差及机组振动情况。各参数异常变化时，按本规程的有关规定处理。
 - 4、主、再热蒸汽温度 10 分钟内下降 50℃，应不破坏真空打闸停机。
 - 5、若是加热器或除氧器满水引起的进水应隔离故障的加热器或开启除氧器事故放水，并加强抽汽管道疏水。
 - 6、调整汽水分离器水位和主、再热汽温正常。
 - 7、当汽轮机因水冲击而停机后，应先进行手动盘车，检查机组无异常后，方可投入连续盘车。
 - 8、汽轮机因水冲击紧急停机过程中，若伴有轴向位移大报警或跳闸信号，则停机后应由检修进行推力轴承解体检查，否则禁止启动汽轮机。
 - 9、汽轮机紧急停机过程中，若惰走时间明显缩短，且伴有金属碰撞声，则汽轮机应揭缸检查，否则禁止启动汽轮机。
 - 10、汽机进水紧急停机后，24 小时内禁止启动，汽机再启动时确认上、下缸温差应小于规定值，转子偏心度、晃动度在正常范围内；若因主再热蒸汽温度下降而停机，经充分疏水后，确认机组各 TSI 参数正常，可重新启动。
 - 11、如果转子被卡住，应设法每小时将机组盘车一次，当转子转动自如时，应继续谨慎的连续盘动。

5.3.3 汽轮机断叶片

- 1) 汽轮机断叶片的现象：
 - 1、汽轮机内部有明显的金属摩擦声。
 - 2、机组振动增大。
 - 3、某监视段压力异常，轴向位移，推力轴承金属温度异常变化。
 - 4、凝结水硬度、导电率上升。
- 2) 汽轮机断叶片的处理：
 - 1、汽轮机叶片在运行中损坏或断落，不一定同时出现上述全部现象，但出现下列汽轮机内部有明显的金属摩擦声或机组发生强烈振动时，应立即破坏真空紧急停机。；
 - 2、正常运行中如发现调节级压力或某一段抽汽压力以及抽汽压差异常变化时，应立即进行综合分析，如伴随相同工况下负荷下降，轴向位移，推力瓦块温度有明显变化或相应轴承的振动明显增大时，应尽快申请减负荷停机。
 - 3、汽轮机低压叶片断裂打破凝汽器不锈钢管，使凝结水硬度、电导率上升，但机组无异常音，振动无明显增大，如凝结水硬度上升较小，未超标，应汇报值长对凝汽器半边隔离堵漏；如严重泄漏，无法隔离导致给水品质严重下降，申请停机处理。

5.3.4 汽轮发电机组振动大

- 1) 机组振动大的现象
 - 1、TSI 各轴承振动指示大，轴振指示大，就地实测大；
 - 2、轴承手感振动明显，机组声音异常；
 - 3、各轴承温度有所升高。
- 2) 机组振动大的原因
 - 1、润滑油压、油温异常或油膜振荡；

- 2、机组暖机不充分，缸体膨胀不畅或疏水不良；
 - 3、大轴弯曲；
 - 4、运行参数、工况剧变，使轴向推力异常变化；
 - 5、断叶片或汽机内部机械零件损坏，脱落；
 - 6、主机轴承损坏；
 - 7、汽机进冷汽、冷水或水冲击；
 - 8、轴封进水导致轴封部套变形。
 - 9、真空下降引起汽机轴中心线偏移或末级叶片振动；
 - 10、开停机中，机组转速在临界转速区内；
 - 11、汽缸金属温差过大，如上下缸温差过大或左右温差过大等。
 - 12、发电机方面的原因造成的机组振动，如磁场不平衡、转子匝间短路等。
- 3) 机组振动大的处理
- 1、机组发生强烈振动或机内有清晰的金属磨擦声，应立即紧急停机，记录转子惰走时间。
 - 2、机组振动异常增大，但未超过规定值，机内无明显异常，应检查：
 - A、检查润滑油压、油温是否正常，轴承金属温度及回油温是否正常，不正常进行处理；
 - B、检查主再热蒸汽参数、凝结器真空、胀差、轴向位移、汽缸各部温度、发电机风温是否正常；
 - 3、若为水冲击造成振动，按照水冲击处理，并隔绝冷汽、冷水源，加强本体疏水，减小汽缸金属温差，保证汽缸膨胀均匀；
 - 4、若由于发电机引起的振动，应降低机组负荷进行观察处理；
 - 5、由于汽轮发电机组转子不平衡（断叶片、大轴弯曲等）或动静明显摩擦导致振动较大时应尽快停机；
 - 6、汽轮机发生油膜震荡时，应打闸停机，不允许降低转速进行暖机等待。
 - 7、运行中任一轴振大于 $125\mu\text{m}$ ，应立即报告值长，查明原因，振动无法消除，应报告上级部门共同研究处理，轴振突然达到 $125\mu\text{m}$ ，确认振动表计正常且无下降趋势，应立即打闸停机。轴振达到保护动作值，若保护未动作，应紧急停机。

5.3.5 汽轮发电机组轴承温度高

- 1) 轴承温度高的现象：
 - 1、一个或数个轴承金属温度升高；
 - 2、一个或数个轴承回油温度升高。
- 2) 轴承温度高的原因：
 - 1、润滑油温度升高或压力降低，油质不合格；
 - 2、轴承内有杂物或进出口堵塞；
 - 3、轴承动静部分摩擦；
 - 4、轴封漏汽过大。
 - 5、调门开度和进汽量变化，可倾瓦负载发生变化。
- 3) 轴承温度高的处理：
 - 1、当某轴承回油温度相对升高 $2\sim 3^{\circ}\text{C}$ ，应全面检查下列参数是否正常：该轴承的金属温度；其它各轴承的金属温度及回油温度；润滑油压及油温；各轴承振动情况；轴封供汽压力；轴封加热器内真空。
 - 2、若轴承内有杂物或进出口堵塞，使轴承金属温度，回油温度升高，应汇报值长，启动交流润滑油泵和高压备用密封油泵，适当提高润滑油压。经采取措施仍无效，并继续升高到规定值时，应破坏真空紧急停机。
 - 3、润滑油温升高，使各轴承金属温度、回油温度升高时应立即查明温度升高的原因，如冷却水中断或冷却水压力降低或冷却水温升高，应尽快恢复正常；如自动滤水器差压大，应立即转动排污。若油箱电加热器误投，应立即停运。
 - 4、润滑油压降低应立即启动交流润滑油泵并寻找原因，予以处理。
 - 5、轴封压力升高或轴封加热器真空降低，应尽快查明原因，予以处理。
 - 6、当汽轮机任一轴承金属温度达到 121°C ，发电机任一轴承金属温度达到 105°C ，推力轴

承金属温度达到 110°C，或任意轴承回油温度急剧升高达到 75°C时，应立即破坏真空紧急停机。

5.3.6 主机轴向位移异常

1) 现象:

- 1、轴向位移指示增大
- 2、LCD 发“汽机轴向位移大”声光报警信号
- 3、推力轴承金属温度升高
- 4、机组振动可能增大，调节级压力，监视段压力升高

2) 原因:

- 1、进汽参数低，蒸汽流量大，汽轮机叶片过负荷。
- 2、汽轮机通流部分严重结垢或叶片脱落。
- 3、汽轮机发生水冲击。
- 4、推力轴承断油，推力瓦块磨损。
- 5、加热器突然解列。
- 6、凝汽器背压突然上升。

3) 处理:

1、发现轴向位移增大，应立即检查下列各项是否正常：机组负荷；主、再热蒸汽参数；凝汽器真空；调节级压力及各监视段压力；推力瓦块各金属温度及回油温度；胀差；轴承振动及轴振；机组内部声音；

2、由于主蒸汽、再热蒸汽参数降低，引起机组过负荷时，应汇报值长、通知锅炉提高蒸汽参数，应适当减少机组负荷。若凝汽器真空下降，按真空下降的事故处理规程规定处理，直到凝汽器真空轴向位移以及监视段压力恢复正常为止。

3、机组过负荷，应联系锅炉，立即减负荷至正常值。

4、汽轮机叶片结垢，应汇报值长降低机组出力，使轴向位移以及各监视段压力恢复正常。

5、汽轮机发生水冲击，应立即破坏真空紧急停机。

6、轴向位移接近机组跳闸值，并伴有不正常的响声或剧烈振动，应破坏真空紧急停机。

7、推力轴承断油，推力瓦块磨损或其它原因引起轴向位移增大达到机组跳闸值或推力轴承金属温度升高至 110°C或回油温度突然升高到 75°C时，应破坏真空紧急停机。

5.3.7 发电机着火及氢气系统爆炸

1) 现象

- 1、发电机铁芯、线圈温度急剧上升。
- 2、定子冷却水出口温度升高。
- 3、发电机出口风温升高。
- 4、有绝缘材料焦臭味。
- 5、如发电机内部有明火将出现剧烈的爆炸声响。
- 6、发电机内部氢压升高，甚至表计损坏。

2) 原因

- 1、发电机漏氢并遇有明火。
- 2、发电机氢纯度下降，含氧量超标达到临界点以上。同时，机械部分碰摩、摩擦产生火花达到氢自燃温度。

3) 处理

1、如发电机各部温度急剧升高，应尽快检查发电机氢气冷却水系统运行是否正常，尽一切努力降低发电机各部温度。

2、发电机内部氢气纯度下降，应及时排污。氢系统泄漏，应设法隔离，并且泄漏点周围严禁焊接等明火，包括开关阀门时阀门扳手与手轮间的撞击或摩擦亦应该绝对避免。

3、如发电机着火或氢气爆炸时，应立即破坏真空紧急停机，并进行排氢，置换二氧化碳，

保持发电机内压力不低于 0.02MPa，在机内氢气未排空之前，应保持密封油系统运行。

4、为避免发电机在扑灭火时，由于一侧过热，使转子弯曲，灭火时保持 200rpm 左右的转速，不能保持时，在发电机转子完全静止后，应尽快投入连续盘车或间断盘车，然后按值长的命令进行处理。

5.3.8 主机油系统工作失常

5.3.8.1 主油泵工作失常

1) 主油泵工作失常的现象

- 1、前箱内有噪音
- 2、主油泵入口出口压力异常

2) 主油泵工作失常的原因：

- 1、主油泵叶轮损坏，前箱内压力油管道泄漏。
- 2、油涡轮增压泵异常
- 3、主油泵出入口管道泄漏

3) 主油泵工作失常的处理：

1、检查主油泵入口压力是否正常，前箱内有无异音、管道有无大量泄漏。密切监视主油泵出口及润滑油压力的变化，并根据油压情况启动交流润滑油泵，维持油压稳定。汇报值长，查明原因。

2、主油泵入口压力偏低，联系汽机检修人员调整油涡轮节流阀、旁路阀、溢流阀，以保证润滑油系统油压，同时保证增压泵正常工作，维持增压泵出口压力。

3、确认主油泵出入口管道泄漏应汇报值长，启动交流润滑油泵和启动油泵。申请停机。

4、确认主油泵故障，汇报值长，申请停机，

5.3.8.2 润滑油压下降，主油箱油位正常

1) 原因

- 1、主油泵和油涡轮增压泵工作不正常
- 2、压力油管泄漏
- 3、冷油器漏
- 4、油涡轮节流阀、旁路阀、溢流阀在运行中因震动等导致开度变化。

2) 处理

1、润滑油压下降时，应立即核对各表计，查明原因。

2、当润滑油压下降到 0.115MPa 时，应自启动交流润滑油泵，当润滑油压下降到 0.105MPa 时，应自动启动直流润滑油泵，否则手动启动。

3、润滑油压下降时，应立即检查轴承金属温度，回油温度，发现回油温度异常升高。达到极限时，应立即破坏真空停机。

4、检查主油泵进出口压力是否正常，若主油泵及油涡轮增压泵工作失常无法恢复，应启动交流润滑油泵、启动油泵，汇报值长，申请停机。

5、检查直流润滑油泵、交流润滑油泵或启动油泵出口逆止阀是否关严，关闭不严处理无效，汇报值长，请求停机。

6、对冷油器进行查漏，若是冷油器泄漏应迅速切换冷油器，并隔绝故障冷油器，联系检修。

7、检查油涡轮节流阀、旁路阀开度变动时，应重新调整。

8、当润滑油压低至 0.07MPa 时，汽机应自动脱扣，否则手动停机，并按紧急停机处理。

9、在启动过程中，若交流润滑油泵故障而造成润滑油压下降时，应立即启动直流润滑油泵，脱扣停机，待故障消除后，方可重新启动汽轮机。

5.3.8.3 油箱油位下降，润滑油压正常。

1) 原因：

- 1、冷油器泄漏。
- 2、主油箱放水门或事故放油门误动；事故放油门不严。
- 3、密封油压力高或其他原因，使密封油进入发电机。

- 4、密封油系统泄漏。
 - 5、润滑油回油管泄漏。
 - 6、主油箱渗漏。
 - 7、油净化装置及进出口管道泄漏或油系统转油操作不当。
- 2) 处理:
- 1、检查主油箱油位, 如油位降低应启动润滑油输送泵, 向主油箱补油, 并观察油位变化。
 - 2、对冷油器进行检查, 若冷油器内漏, 应切换备用冷油器运行, 隔绝故障冷油器进行检修。
 - 3、检查主油箱放水门、事故放油门是否误开或不严。
 - 4、调整密封油系统压力使其恢复正常。
 - 5、检查各部有无泄漏, 若存在泄漏点, 应联系检修。
- 5.3.8.4 油压和油位同时下降
- 1) 原因
- 1、压力油管(漏油进入油箱的除外)大量漏油;
 - 2、压力油管破裂;
 - 3、法兰处漏油;
 - 4、冷油器漏油;
 - 5、压力油管道放油门误开。
- 2) 处理
- 1、检查高压或低压油管是否破裂漏油, 压力油管上的放油门是否误开, 如误开应立即关闭, 冷油器铜管是否大量漏油。
 - 2、冷油器大量漏油, 应立即倒换冷油器, 将漏油冷油器隔绝, 并联系检修人员处理。
压力油管破裂时, 应立即将漏油或喷油与高温部件临时隔绝, 防止发生火灾, 并设法在运行中消除泄漏点。
 - 3、通过贮油箱补油, 恢复油箱正常油位。
 - 4、压力油管破裂大量喷油, 危及设备安全或无法在运行中消除时, 汇报值长, 打闸停机。
漏油严重导致火灾时, 应按照油系统着火紧急停机的要求进行操作。
- 5.3.8.5 油箱油位升高
- 1) 油箱油位升高有如下原因:
- 1、轴封汽压太高;
 - 2、轴封加热器真空低;
 - 3、停机后冷油器水压大于油压;
 - 4、贮油箱润滑油输送泵运行向小机补油时, 主油箱补油阀未关或未关严。
- 2) 油箱油位升高的处理
- 1、发现油箱油位升高, 应进行油箱底部放水。
 - 2、联系化学, 化验油质。
 - 3、调整轴封汽压, 调整轴加真空。
 - 4、停机后, 停用润滑油泵前, 应关闭冷油器进水门。
 - 5、如因小机油箱补油引起, 立即恢复正常。
- 5.3.8.6 润滑油温高
- 1) 油温高的影响: 油温升高, 油的粘度小, 使油膜不好建立, 轴承旋转阻力增加, 工作不稳定, 甚至造成轴承油膜震荡或轴颈与轴瓦产生干摩擦, 而使机组发生强烈震动, 故温度必须在规定范围内。
- 2) 处理
- 1、汽轮机各轴承回油温度升高, 则应检查供油压力、供油温度和流量是否正常, 检查冷油器工作是否正常, 并采取措施及时处理。
 - 2、通过主油箱放水检查润滑油是否乳化, 必要时联系化学化验油质。
 - 3、若汽轮机某一轴承回油温度升高, 则应检查轴承回油量是否正常。
 - 4、若轴承油管进入杂物、油滤网堵或轴瓦故障等引起出口油温急剧升高, 甚至轴承断

油冒烟等，则应立即按紧急停机规定进行处理。

5.3.9 油系统着火

1) 油系统着火的原因

1、油系统漏油，一旦漏油接触到高温物体，引起火灾。
2、设备存在缺陷，安装、检修、维护不当，造成油管丝扣接头断裂或脱落，以及由于法兰紧力不够，法兰质量不良或在运行中发生振动等，导致漏油。接触高温物体，便会引起油系统着火。

3、由于外部原因将油管道击破，漏油喷到热物体上，也会造成火灾。

2) 油系统着火的处理

- 1、发现油系统着火时，要迅速采取措施灭火，汇报发电部请求人力物力支援。
- 2、注意控制火势，隔离着火区域，防止蔓延至回转部位及电缆处。
- 3、火势蔓延无法扑救，威胁机组安全运行时，应启动交流润滑油泵，破坏真空紧急停机。切除火区设备电源。
- 4、如润滑油系统着火无法扑救时，将交直流润滑油泵自启动开关联锁解除后，可降低润滑油压运行，火势特别严重时，经值长同意后可停用润滑油泵。
- 5、火势危及主油箱安全时，开启主油箱事故放油门，控制放油速度：转子位静止之前，应维持主油箱的最低油位保证轴承润滑，并进行发电机的排氢工作。
- 6、等氢压降低至 0.02MPa，并且机组转速降至 1200rpm 以下时，立即向发电机充二氧化碳进行气体置换工作，应尽量保持定子冷却水系统运行。
- 7、油系统着火可使用干式灭火器、二氧化碳灭火器或泡沫灭火器灭火，严禁用水和沙子灭火；地面上油着火可用水和沙子灭火。
- 8、如漏油至高温管道或部件引起火灾，应使用干粉灭火器和泡沫灭火器，严禁用消防水灭火，防止产生过大热应力损坏设备。

5.3.10 凝汽器真空下降

1) 凝汽器真空下降的现象

- 1、凝结器背压上升，低压缸排汽温度升高。
- 2、机组负荷减少。
- 3、轴向位移增大。
- 4、CCS 协调下，负荷不变时，主蒸汽流量增大。

2) 凝汽器真空下降的原因

- 1、循环水中断或水量不足；
- 2、循环水入口温度升高；
- 3、真空系统泄漏；
- 4、凝汽器满水；
- 5、轴封供汽不足或中断；
- 6、机械真空泵故障；
- 7、真空系统阀门操作不当或误操作；
- 8、凝补水箱水位过低；
- 9、防进水保护误动或凝汽器热负荷过大；
- 10、低压缸大气释放门薄膜破损。

3) 凝汽器真空下降的处理

1、发现凝结器背压上升，应核对有关表计，确认真空下降后对以下系统进行检查，并采取相应措施，必要时联系检修人员配合处理。

1) 真空泵运行情况 and 真空泵分离器水位、空气门状态、工作水温是否正常。分离器水位低或真空泵入口蝶阀关闭应及时恢复。

2) 凝结水泵运行情况及凝结器水位是否正常。凝结器水位高应立即启动备用凝泵并查明

原因。

- 3) 轴封供汽压力是否正常, 轴抽运行是否正常。
 - 4) 循环水泵运行是否正常, 循环水进出口压力、温差、端差、凉水塔水位是否正常。循环泵跳闸, 备用泵未联动应立即启动备用泵。循环水全部中断不能及时恢复, 应立即紧急停机, 待排汽缸自然冷却温度下降至 50 度以下, 方可重新通水。循环水系统阀门误动应立即恢复。
 - 5) 凝补水箱水位是否偏低。
 - 6) 真空负压系统阀门、管道、设备是否正常。是否存在泄漏。
- 2、当背压上升至 14.6kPa 自动联动启动备用真空泵, 否则手动启动, 如背压继续上升至 15kPa 以上时, 应联系值长机组开始减负荷维持真空在 19.7kPa 以上, 减负荷速率视真空下降的速度决定。
- 3、如机组已减负荷至零, 真空仍无法恢复, 背压上升至 25.3kPa 时, 应汇报值长立即故障停机, 并关闭主、再热蒸汽管道所有疏水。
- 4、真空下降时, 应注意汽动给水泵的运行, 必要时可及时切换为电动给水泵运行。
- 5、注意低压缸排汽温度的变化, 达到 47°C 时, 低压缸喷水开始投入, 80°C 报警喷水阀全开, 继续上升到 107°C 时, ETS 保护动作跳机。
- 6、事故处理过程中, 应密切监视各监视段压力不得超过允许值, 否则应减负荷至允许值。倾听机组声音, 注意机组振动、胀差、轴向位移、推力轴承金属温度、回油温度的变化。

5.3.11 机组负荷上下大幅波动

- 1) 机组负荷上下大幅波动的原因
 - 1、系统冲击、振荡。
 - 2、发电机失步。
 - 3、DCS 控制回路故障或 AGC 控制回路故障。
 - 4、EH 油压波动。
- 2) 机组负荷上下大幅波动的处理
 - 1、根据 LCD 显示, 有关仪表指示、外部象征, 迅速查明原因。全面检查各个系统及参数是否在正常范围。
 - 2、若系统发生振荡, 应迅速按值长的命令执行相关操作。
 - 3、发电机失步, 应降低发电机有功, 手动增加励磁。
 - 4、因一次调频投入, 若由于电网周波变化引起机组负荷突变, 应严格控制机组出力, 不得超出力运行。
 - 5、CCS 协调控制回路故障, 应退出 CCS 模式, 切换为锅炉跟随 (BF) 模式, 立即联系热工处理, 正常后恢复 CCS 协调模式。
 - 6、AGC 控制回路故障, 应解除 AGC, 并汇报调度。
 - 7、EH 油压波动按 EH 系统故障规程处理。

5.4 锅炉典型事故处理

5.4.1 锅炉 MFT

- 1) 事故现象:
 - 1、声音突变, 负荷指示到零, “锅炉 MFT”、“汽机跳闸”“发电机跳闸”等报警。
 - 2、相应设备、阀门动作;
 - 3、事故声、光报警, FSSS 闪烁显示 MFT 首出原因; 发电机逆功率保护动作;
 - 4、炉膛灭火, 火焰监视器看不到火焰。
- 2) 事故原因:
 - 1、手动 MFT;
 - 2、机组、设备故障或误操作导致主保护动作;
 - 3、热工元件故障或保护误动作。
- 3) MFT 联锁动作。

锅炉 MFT 动作后的处理按锅炉跳闸后的处理方式进行。

5.4.2 锅炉给水流量低

1) 异常现象:

- 1、集控 CRT 上给水流量降低, 给水压力降低;
- 2、主蒸汽流量及机组负荷下降;
- 3、锅炉受热面工质温度上升;
- 4、给水流量、主汽温度超限来报警, 给水泵跳闸或调节系统故障等来报警。

2) 异常原因:

- 1、给水泵跳闸, 控制系统跟踪不良或运行给水泵出力不满足当前给水流量需要;
- 2、给水管道、高加严重泄漏;
- 3、高加、给水阀门故障;
- 4、给水自动失灵;
- 5、机组负荷骤减或其它原因造成汽动给水泵汽源压力下降或中断。

3) 异常处理:

1、负荷高于 50% 给水泵跳闸, RUN BACK 发生应密切监视自动控制系统的工作情况, 尽量不要手动干预。控制系统工作不正常应果断将自动控制切换为手动, 将运行给水泵出力加至最大, 同时降低制粉系统出力或停止部分制粉系统 (运行制粉系统多于 4 台应保持 3 台制粉系统运行)。启动电动给水泵, 尽量满足电网需求负荷。负荷低于 50% 给水泵跳闸自动控制系统工作不正常, 立即切除给水自动, 将运行泵给水流量增加至跳闸前的给水流量;

2、给水管道泄漏锅炉给水能保证维持运行, 应根据情况适当降低机组负荷并调整煤水比正常后请示停机处理。高加泄漏应立即切除高加运行, 根据给水温度降低情况适当调节给水流量和燃料量保证分离器过热器和汽温在正常范围。给水管道或高加泄漏威胁设备及人身安全应立即停止机组运行;

3、高加、给水阀门故障如给水流量高于保护动作值应根据给水流量降低负荷运行, 机组运行稳定后联系检修进行处理。如运行中无法对故障阀门进行处理, 应请示停炉处理;

4、给水自动装置工作不正常, 应立即将自动切至手动, 手操作调节给水泵转速, 维持给水流量正常后联系热工对自动控制系统进行处理;

5、机组负荷骤减或其它原因造成汽动给泵汽源压力下降或中断, 当给水流量未达保护动作值时, 应立即启动电动给水泵或恢复厂用汽压力, 同时迅速调整给水流量或减少燃料量, 维持煤、水之比, 确保锅炉沿程温度正常。当给水流量低于保护动作值、分离器进口温度达保护动作值保护拒动或锅炉受热面严重超温不能立即恢复至正常值应立即手动 MFT。

5.4.3 水冷壁泄漏

1) 异常现象:

- 1、四管泄漏检测装置报警; 炉膛负压变小或变正。
- 2、就地检查可能听到炉膛内有泄漏声, 如果水冷壁炉膛外泄漏能看到泄漏处冒汽、冒水;
- 3、给水流量不正常地大于蒸汽流量, 机组负荷降低;
- 4、泄漏点后沿程温度升高, 过热器减温水调节阀不正常开大;
- 5、水冷壁严重泄漏可能造成燃烧不稳, 引风机电流增大和电除尘器工作不正常, 特别严重时可能造成炉膛灭火;
- 6、排烟温度可能下降, 机组补水量增加。
- 7、电除尘可能工作不正常, 除灰管道、空预器可能堵灰。

2) 异常原因:

- 1、制造、安装、检修、焊接质量不合格或材质不符合要求;
- 2、水冷壁膨胀不畅。
- 3、燃烧器附近水冷壁被煤粉磨损。

4、给水品质长期不合格或局部热负荷过高，使水冷壁管内结垢严重，造成管材腐蚀减薄或超温爆管；

5、部分水冷壁管内部存在杂物堵塞、水冷壁管缩孔不当、水冷壁管焊口错位、水动力工况不正常等原因造成管内质量流量低，喷燃器损坏、配风不合理、炉膛严重结焦等原因造成炉膛局部热负荷高，上述原因造成部分水冷壁内工质流量与管外热负荷不相适应，造成管壁超温爆管；

6、炉膛内热负荷不均或水动力工况不正常造成水冷壁管间温差过大，炉膛膨胀受阻，锅炉冷却和升温速度过快造成应力撕裂水冷壁管；

7、水冷壁吹灰器位置不正确，疏水未疏尽，吹损管壁；

8、炉膛内大块焦渣脱落，砸坏水冷壁管或炉膛发生严重爆炸，使水冷壁管损坏。

3) 异常处理：

1、如水冷壁管子损坏不大，能维持锅炉燃烧稳定及主、再热蒸汽温度在正常水平，可允许在减负荷降压情况下作短时间运行，此时应加强对汽温、过热器壁温、水冷壁金属温度及管间温差、炉内燃烧工况的监视，必要时投油助燃，并汇报值长申请停炉。

2、在水冷壁泄漏处增设围栏并悬挂标示牌，防止汽水喷出伤人；

3、若泄漏严重，爆破点后工质温度急剧升高或管间温度偏差超过允许值无法维持正常运行时，应立即停炉；

4、注意电除尘的工作情况，加强巡视检查，防止电除尘电极积灰和灰斗、管道及空预器等堵灰；

5、停炉后，电除尘应尽快停运，防止电极积灰。

6、停炉后，应迅速将电除尘、省煤器下部灰斗中的灰清出，以防堵塞。

7、停炉后，应保留一台引风机运行，待不再有汽水喷出后再停止引风机运行。

5.4.4 省煤器损坏

1) 异常现象：

1、四管泄漏检测装置报警；

2、就地检查可能听到省煤器部位有泄漏声，泄漏严重省煤器灰斗不严密处冒汽、冒水；

3、省煤器两侧烟温差增大，空预器两侧出口风温差增大。省煤器、空预器出口烟温下降。

4、机组补水量增加。

5、炉膛负压变小或变正，引风机电流不正常增大；

6、省煤器、空预器、电除尘器灰斗、仓泵、输灰管道可能堵灰，空预器可能积灰，电除尘可能工作不正常；

7、给水流量不正常地大于蒸汽流量，机组负荷降低；

8、泄漏点后沿程温度升高，减温水调节门不正常开大。

2) 异常原因：

1、管子焊接质量不好或材质不合标准、安装或检修时管子内部被异物堵塞；

2、飞灰磨损严重；

3、给水品质长期不合格，管材腐蚀减薄造成爆管；

4、省煤器处发生再燃烧造成省煤器管超温损坏；

5、省煤器吹灰器位置不正确，疏水未疏尽，吹损管壁。

3) 异常处理：

1、省煤器泄漏不严重，给水流量能够满足机组负荷需要，各水冷壁金属温度不超温，注意监视各受热面沿程温度，及时汇报并密切关注泄漏情况的发展，降压运行并申请停炉；

2、在省煤器人孔、灰斗处增设围栏并悬挂标示牌，防止汽水喷出伤人；

3、若泄漏严重，爆破点后工质温度急剧升高无法维持正常运行时，应立即停炉；

4、注意监视除灰系统和空预器的工作情况，加强巡视检查，如除灰系统或空预器堵灰严重，电除尘器无法正常工作应申请停炉处理；

5、停炉后，应保留一台引风机运行，待不再有汽水喷出后再停止引风机运行。

5.4.5 过热器损坏

- 1) 异常现象:
 - 1、四管泄漏检测装置报警;
 - 2、就地检查可能听到过热器部位有泄漏声;
 - 3、炉膛负压变小或变正,严重时从不严密处向外喷烟气。
 - 4、主汽压力下降。
 - 5、过热器泄漏侧烟气温度下降,两侧烟温差增大。
 - 6、电除尘可能工作不正常,除灰系统、空预器可能堵灰;
 - 7、给水流量不正常地大于蒸汽流量,机组负荷降低;
 - 8、补水量增大;
 - 9、泄漏点后沿程温度升高或减温水调节门不正常开大。
- 2) 异常原因:
 - 1、安装、检修质量不好或使用材质不合格,过热器管内有异物堵塞;
 - 2、飞灰磨损严重或积灰造成腐蚀。
 - 3、蒸汽品质长期不合格,管内积盐造成管材长期超温爆管;
 - 4、制粉系统运行方式不合理造成炉膛热负荷不均或设计不当、部分吹灰器损坏,管屏积灰不一致、管屏间距支撑或管卡损坏造成管屏或部分管子出列过热器产生热偏差,部分过热器管长期超温爆管;
 - 5、协调、过热器自动跟踪不良或过热器长期超温运行造成长期超温爆管;
 - 6、运行不当造成过热器进水或过热器严重超温造成短期超温爆管;
 - 7、过热器吹灰器位置不正确,疏水未疏尽,吹损管壁。
 - 8、低负荷时,减温水调节阀开关幅度过大,使过热器发生水塞引起过热器管损坏。
 - 9、锅炉启停时对过热器冷却不够。
- 3) 异常处理:
 - 1、过热器泄漏不严重,泄漏点后沿程温度能维持正常运行,应及时汇报并关注泄漏情况的发展,必要时降低机组负荷运行。为防止泄漏点吹损其他管屏或相邻管子流量降低超温损坏应及早安排停炉处理;
 - 2、如过热器爆管,泄漏点后温度急剧升高无法维持正常运行或相邻管金属温度严重超过允许温度应立即停炉处理;
 - 3、在过热器泄漏不严重维持运行期间,在泄漏点人孔、检查孔处增设围栏并悬挂标示牌,防止蒸汽喷出伤人;
 - 4、维持运行期间注意监视除灰系统和空预器的工作情况,加强巡视检查,如除灰系统或空预器堵灰严重,电除尘器无法正常工作应申请停炉处理;
 - 5、停炉后,应保留一台引风机运行,待不再有汽水喷出后再停止引风机运行。

5.4.6 再热器泄漏

- 1) 异常现象:
 - 1、四管泄漏检测装置报警;
 - 2、就地检查可能听到再热器部位有泄漏声;
 - 3、引风机电流不正常增大,再热器出口压力下降;
 - 4、电除尘可能工作不正常,除灰系统、空预器可能堵灰;
 - 5、机组负荷降低;
 - 6、再热器减温水量偏差大或泄漏点后再热器沿程壁温升高或烟气挡板开度不正常。
 - 7、再热器泄漏侧烟气温度下降,两侧烟温差增大。
- 2) 异常原因:
 - 1、管子安装,焊接不良,材质不合格或制造存在缺陷;
 - 2、蒸汽品质长期不合格,管内积盐造成管材长期超温爆管;
 - 3、制粉系统运行方式不合理或炉膛热负荷不均或设计不当、部分吹灰器损坏管屏积灰不一致、管屏间距支撑或管卡损坏造成管屏或部分管子出列再热器产生热偏差,部分再热器

管长期超温爆管；

- 4、再热器管内杂物堵塞或焊口错位造成通流量低，管材超温爆管；
- 5、协调、再热器自动跟踪不良或维持再热器长期超温运行造成长期超温爆管；
- 6、事故减温水使用不当造成再热器进水或再热器严重超温造成短期超温爆管；
- 7、锅炉启动期间再热器干烧，烟气温度超过再热器管材许用温度超温损坏；
- 8、再热器处发生二次燃烧。
- 9、飞灰磨损严重或吹灰器安装不当。

3) 异常处理：

- 1、再热器泄漏不严重，泄漏点后沿程温度能维持正常运行，应及时汇报并关注泄漏情况的发展，必要时降低机组负荷运行，并申请停炉；
- 2、如再热器爆管，泄漏点后温度急剧升高无法维持正常运行或相邻管金属温度严重超过允许温度应立即停炉处理；
- 3、在再热器泄漏不严重维持运行期间，在泄漏点人孔、检查孔处增设围栏并悬挂标示牌，防止蒸汽喷出伤人；
- 4、维持运行期间注意监视除灰系统和空预器的工作情况，加强巡视检查，如除灰系统或空预器堵灰严重，电除尘器无法正常工作应申请停炉处理；
- 5、停炉后，应保留一台引风机运行，待不再有汽水喷出后引风机运行。

5.4.7 尾部烟道二次燃烧

1) 事故现象：

- 1、锅炉空预器入口烟气温度或排烟温度急剧升高超过正常值；
- 2、热风温度急剧升高超过正常值；
- 3、空预器二次燃烧有热点监测报警并且空预器入口烟气温度和出口热风温度差降低甚至为负值；
- 4、炉膛负压急剧波动；
- 5、省煤器处再燃烧，省煤器出口给水温度不正常升高；
- 6、再燃烧点附近人孔、检查孔、吹灰孔等不严密处向外冒烟和火星，烟道、省煤器或空预器灰斗、空预器壳体可能会过热烧红，再燃烧点附近有较强热辐射感。

2) 事故原因：

- 1、燃烧调整不当或煤粉过粗、煤粉均匀度差或炉膛负压过大，氧量过低使着火燃烧不完全，未燃尽的煤粉进入烟道。
- 2、锅炉低负荷运行时间过长，炉内温度过低或过剩空气量太小造成煤粉或油燃烧不完全在尾部积聚。
- 3、油燃烧器燃烧不良，配风不当或雾化不良，使未燃尽的碳黑和油滴沉积在烟道内。
- 4、省煤器和空预器长期不吹灰，造成尾部烟道积聚可燃物；

3) 异常处理：

- 1、锅炉运行中发生尾部烟道二次燃烧应立即停止锅炉运行，停止送、引风机运行并关闭所有烟风挡板；
- 2、强制投入再燃烧点区域的蒸汽吹灰器进行灭火；
- 3、如果省煤器处再燃烧，启动电动给水泵以 150T/H 的流量进行上水冷却；
- 4、如果空预器受热面再燃烧，空预器能正常运行，提升扇形密封板，必要时联系检修缩回所有密封装置，保持空预器正常运行；空预器发生卡涩，主驱动马达和辅助驱动马达跳闸，除提升扇形密封板，必要时联系检修缩回所有密封装置外，联系检修连续手动盘动空预器转子。投入空预器蒸汽吹灰进行灭火，必要时投入空预器消防水进行灭火；
- 5、当省煤器出口给水温度接近入口温度（省煤器处再燃烧），空预器入口烟气温度、排烟温度、热风温度降低到 80℃以下，各人孔和检查孔不再有烟气和火星冒出后停止蒸汽吹灰或消防水。检查确认再燃烧熄灭后，打开人孔和检查孔开启烟道排水门排尽烟道内的积水后开启烟风挡板进行通风冷却；
- 6、炉膛经过全面冷却，再燃烧处检查确认设备无损坏，受热面积聚的可燃物彻底清理干净后方可重新启动锅炉。

5.4.8 锅炉结焦

1) 异常现象:

- 1、锅炉水冷壁、喷燃器、冷灰斗等处有焦渣聚集;
- 2、锅炉过热器系统沿程温度、再热器系统沿程温度、过热器减温水调门或再热器温度调整烟气挡板开度不正常;
- 3、喷燃器结焦严重可能造成燃烧不稳定,炉膛热负荷不均,受热面金属温度偏差增大;
- 4、捞渣机出渣量增大并有大块的焦渣捞出;
- 5、结焦严重时锅炉效率降低,带不起负荷;
- 6、火焰颜色呈白色并刺眼,结渣处炉膛温度升高
- 7、锅炉排烟温度不正常地升高。

2) 异常原因:

- 1、燃煤品质发生变化;
- 2、锅炉长时间超出力运行;
- 3、炉膛配风不合理或喷燃器损坏造成火焰贴壁;
- 4、磨煤机出口温度过高、一次风量过低、煤粉调整过细造成着火点提前;
- 5、制粉系统运行方式不合理造成局部热负荷过高;
- 6、运行中氧量设置过低;
- 7、水冷壁吹灰长期不能投入或吹灰参数设置不当。

3) 异常处理:

- 1、燃煤品质发生变化前,燃料事先通知运行制定相应的措施;
- 2、锅炉应控制在额定出力以下运行,如果炉膛结焦严重,通过吹灰和调整燃烧仍然不能改善应降低锅炉出力运行;
- 3、调整并保持合理的一、二、三次风配比以维持喷燃器出口的二次风旋流强度,喷燃器损坏或结焦及时处理,防止火焰贴壁造成结焦;
- 4、保持正常的磨煤机出口温度、一次风量和煤粉细度,如果喷燃器附近结焦严重可适当降低磨煤机出口温度、适当增加一次风量和适当降低煤粉细度,将着火点适当延后;
- 5、维持正常的制粉系统运行,如部分磨煤机检修不得已非正常方式运行,可视情况调整配风和各磨煤机的负荷分配,如果通过加强吹灰和调整无法解决应降低锅炉出力运行;
- 6、锅炉结焦严重可适当增加喷燃器的配风,降低燃尽风量并增加整体炉膛的过量空气系数运行;
- 7、水冷壁吹灰器应按要求正常投入,炉膛结焦严重时适当提高吹灰频率。
- 8、经上述处理无效时,应申请停炉处理。

5.4.9 过、再热器管壁超温

1) 异常现象:

- 1、过、再热器管壁金属温度高于正常值;
- 2、过、再热器管壁金属温度存在偏差。

2) 异常原因:

- 1、制粉系统运行方式不合理、炉膛热负荷不均或设计不当、部分吹灰器损坏,管屏积灰不一致、管屏间距支撑或管卡损坏造成管屏或部分管子出列、炉膛严重结焦造成过、再热器产生热偏差
- 2、过、再热器管内结垢造成管壁超温;
- 3、过、再热器管内杂物堵塞或焊口错位造成通流量低;
- 4、协调、过热器、再热器自动跟踪不良或维持过、再热器管内蒸汽温度超温运行造成管壁超温。

3) 异常处理:

- 1、尽量维持制粉系统正常方式运行,如部分制粉系统检修不能投入运行应通过调整配风

和各制粉系统的出力使炉膛热负荷趋于均匀,经过调整仍不能使金属温度将至正常值以下应降低过、再热蒸汽温度运行;

- 2、加强水冷壁、过热器蒸汽吹灰,吹灰器损坏应及时处理投入运行;
- 3、加强化学监督,如锅炉运行时间长,过、再热器管内积盐严重应降低过、再热蒸汽温度运行。尽早安排锅炉酸洗;
- 4、如部分过、再热器管壁超温应适当降低蒸汽温度运行并在锅炉停炉时安排割管检查;
- 5、自动跟踪不良应查找原因对控制参数进行调整和设置,在处理好之前可适当降低机组升、降负荷速度或将自动切换为手动进行操作。

5.5 电气典型事故处理

5.5.1 在下列发变组保护发生异常时,应立即汇报调度

- 1) 发电机差动保护;
- 2) 主变压器差动保护;
- 3) 厂高变差动保护;
- 4) 励磁变差动保护;
- 5) 发电机失磁、失步、低频保护;
- 6) 主变重瓦斯保护;
- 7) 主变中性点零序过流保护;
- 8) 主变 500kV 侧相间过流保护和零序过流保护。

5.5.2 发变组保护异常处理原则

- 1) 保护 PT、CT 断线时,在保护未动作之前,应退出相关保护,并及时处理。
- 2) 双重化配置的主保护其中一套退出,如发电机差动保护、主变差动保护、厂高变差动保护、励磁变差动保护,在申请调度同意后允许机组运行不超过 48 小时,超时运行必须由总工程师批准。
- 3) 不允许设备无主保护运行,发电机差动保护、主变差动保护、厂高变差动保护、励磁变差动保护不允许两套同时退出。
- 4) 变压器重瓦斯保护退出,必须经总工程师批准。
- 5) 发电机两套失磁保护不允许同时退出。在申请调度同意后允许机组退出一套失磁保护短时运行不超过 24 小时。
- 6) 其它动作于跳闸的保护有故障需退出时,是否允许运行由总工程师决定。若机组继续运行,应向调度汇报,同时要加强监视,并要求继电保护人员及时处理故障。
- 7) 保护装置因故需整套退出,必须先断开保护装置的所有出口压板,不允许以直接拉电源的方式来退出整套保护装置。
- 8) 保护动作、开关跳闸时,应暂停有关设备和回路上的工作,以便查明原因,及时处理。如发现保护误动或信号不正常,应及时通知继保人员进行检查。
- 9) 发现装置有起火、冒烟、异音等紧急情况,值班人员先做应急处理,并同时向值长及调度值班人员汇报。
- 10) 当系统或设备发生故障时,值班人员应立即查明动作的保护、开关、信号和光字牌,汇报值长,做好记录,并经继保人员确认无误后复归信号,并将动作情况填入“继电保护动作记录簿”。
- 11) 及时记录保护动作时的有关数据,打印有关参数事故录波和 SOE 记录,便于事后分析。

5.5.3 发电机异常和事故处理

5.5.3.1 发电机紧急停运方法

1) 手按硬操盘电气紧急跳闸按钮, 检查厂用电快切装置动作, 厂用电切换至备用电源, 发变组出口开关跳闸, 发电机逆变灭磁。

2) 手按硬操盘汽机紧急跳闸按钮, 检查程序逆功率保护动作, 厂用电快切装置动作, 厂用电切换至备用电源, 发变组出口开关跳闸, 发电机逆变灭磁。

5.5.4 发电机温度异常

1) 发电机定子线圈层间温度不得大于 120°C; 发电机定子线圈各槽出水温度及汇水管出水温度均不得大于 85°C; 发电机定子铁芯温度不得大于 120°C; 发电机热风温度不得大于 65°C。

3) 正常运行时, 发电机定子线圈层间任一点最高温度与最低温度之差或任一槽出水最高温度与各槽最低出水温度之差均应在 5°C 以内。若线圈层间任一点最高温度与层间平均温度之差达 12°C, 或任一槽出水最高温度与各槽最低出水温度之差达 8°C 时, 应及时分析、查明温度异常升高的原因, 并加强监视, 必要时降低负荷运行。

4) 下列情况, 在排除测量装置故障后, 应立即降低负荷, 使温度不超过上限值。综合比较负荷水平、各点出水温度、线圈层间温度等, 如判断发电机内部确有严重故障, 为避免发生重大事故, 应立即解列停机, 通知检修人员处理。

- 1、线圈层间任一点最高温度与层间最低温度之差达 14°C。
- 2、任一槽出水最高温度与各槽最低出水温度之差达 12°C。
- 3、线圈层间任一点温度超过 120°C。
- 4、任一槽出水温度超过 85°C。
- 5、任一点铁芯温度超过 120°C 时。

5) 当发电机有关温度发生异常时, 还应检查:

- 1、发电机定子三相电流是否平衡, 是否超过允许值, 功率因数是否在正常范围内。
- 2、发电机水冷、氢冷系统冷却条件是否改变, 若有异常, 应设法恢复正常运行。
- 3、通知热工人员立即检查测温装置、测温元件是否完好。

4、结合线圈层间温度及相应的出水温度进行综合分析, 判断发电机定子线圈水回路是否有堵塞现象。

5、发电机温度突然改变、不稳定, 或继续增加都说明情况异常, 并且是内部有问题的一个信号, 应加强监视、分析, 记录有关数据, 采取有效手段来保证发电机的安全运行。

5.5.4.1 发电机定子接地

1) 现象

“发电机定子接地”保护报警, 发电机可能跳闸。

2) 处理

- 1、定子接地保护跳闸时, 按主开关跳闸处理。
- 2、若“发电机定子接地”伴随“发电机内有油水”先后报警, 则应将发电机紧急停机。
- 3、定子接地保护发信尚未跳闸时, 应立即对发电机出口 PT、励磁变压器进行外观检查, 联系继保人员对发电机中性点配电变压器二次电压、出口 PT 二次电压、及主变低压侧 PT 二次电压进行测量。综合分析判断, 当确定为发电机内部接地时, 应立即将发电机解列灭磁。

4、停机后应联系检修人员分别测量发电机出口 PT、励磁变和发电机定子绝缘, 以判断故障发生在发电机内部还是外部。

5.5.4.2 发电机转子接地

1) 现象

“发电机转子接地”保护报警, 发电机可能跳闸。

2) 处理

- 1、转子接地保护跳闸时, 按主开关跳闸处理。
- 2、转子接地保护发信尚未跳闸时, 按下述步骤进行处理。
- 3、对发电机励磁系统如碳刷架、励磁交直流封闭母线、励磁变低压侧等进行全面检查,

有无明显接地。

4、检查发电机大轴接地铜刷接触情况，禁止在接地保护投入的情况直接将大轴接地铜刷提起或进行调整。

5、联系继保人员用高阻万用表测量发电机转子正、负极对地及极间电压，换算绝缘电阻。

6、综合判断为保护误发信时，应退出转子接地保护，并尽快进行处理。如属发电机大轴接地碳刷接触不良，应退出转子接地保护注入交流电源，将接地碳刷处人工接地，并采取相应的防范措施后，方可处理大轴接地碳刷。

7、综合判断确定为励磁回路接地无法消除时，联系调度将发电机负荷平稳转移后停机。

8、处理过程中要防止人为造成两点接地，同时加强对发电机转子电压、电流、无功功率、机组振动等的监视，发生两点接地，立即手动停机。

5.5.4.3 发电机失磁

1) 现象

- 1、“发电机失磁”保护报警，发电机可能跳闸。
- 2、励磁电流指示为零或接近于零。
- 3、发电机无功功率指示为负值，功率因数指示进相。
- 4、发电机有功功率指示降低并摆动。
- 5、发电机定子电压下降，定子电流大幅上升并摆动。
- 6、邻机和线路无功电流大幅增加。
- 7、发电机转速周期性波动，发电机振动增大。

2) 处理

- 1、发电机失磁保护跳闸时，按主开关跳闸处理。
- 2、发电机失磁保护尚未跳闸时，按下下述步骤进行处理
- 3、立即快减负荷至 240MW。
- 4、若发电机尚有部分励磁电流，引起发电机有功大幅波动及机组强烈振动时，应拉开发电机励磁开关。
- 5、尽量增加其它未失磁机组的励磁电流，以提高系统电压和稳定能力。
- 6、尽快查找失磁原因，予以消除，恢复机组励磁。
- 7、经 15min 处理无效时，将发电机解列。
- 8、500kV 系统电压不得低于 425kV，失磁危及系统安全时，应立即将发电机解列。
- 9、发电机定子电流超过额定电流时，按发电机过负荷处理。
- 10、处理过程中应加强对发电机风温、端部构件等温度的监视。

5.5.4.4 发电机过激磁

1) 现象

- 1、“发电机过激磁”保护报警。
- 2、励磁调节器“V/F”限制报警，自动降低励磁电流。
- 3、发电机端电压过高或频率过低。

2) 处理

- 1、发电机过激磁保护跳闸时，按主开关跳闸处理。
- 2、下列情况造成发电机过激磁时，应立即将发电机灭磁。
 - a. 发电机转速达额定转速前误加励磁电流。
 - b. 发电机升压并网操作时由于 PT 断线误加大励磁电流或其它原因发生过激磁，发电机转子电压和电流大于空载值。
 - c. 发电机解列，主汽门关闭，机组惰走而励磁未断开。
 - d. 发电机甩负荷，发电机在励磁调节器自动失灵或手动运行状态下解列。
- 3、下列情况造成发电机过激磁时，应将励磁调节器切至手动，手动降低励磁电流。
 - a. 因励磁调节器自动调节失灵引起发电机励磁电流骤增。
 - b. 励磁调节器 PT 断线引起调节器误加大励磁。

5.5.4.5 发电机三相电流不平衡

1) 现象

- 1、发电机三相电流差别增大，发电机负序电流指示增大。
- 2、发电机冷、热风温度升高。
- 3、机组产生 100HZ 的倍频振动。
- 4、发电机不对称过负荷保护定时限部分动作于报警，反时限部分动作于跳闸。

2) 处理

- 1、发电机不对称过负荷保护跳闸时，按主开关跳闸处理。
- 2、发电机三相不平衡电流超过规定值，应首先核对发电机、主变三相电流表，机组振动情况等，检查是否由于表计或仪用电流互感器回路故障引起。
- 3、以下情况应降低机组无功负荷，无效时向调度申请降低机组有功负荷，使定子电流不平衡度降低到允许值以内。经处理仍然无法使定子电流不平衡度降到安全范围时，应设法将机组解列。
 - A、发电机任一相电流大于额定值。
 - B、定子最大相电流与最小相电流超过 10%（1749A）。
 - C、负序电流超过 8%（1400A）。
 - D、若不平衡电流是由于机组内部故障引起，应立即将故障的机组解列。
 - E、若不平衡电流是由系统原因引起，应立即汇报调度尽快消除，以保证发电机继续运行。
 - F、发电机带不平衡电流运行期间，应严密监视发电机各部温度和机组振动情况，如果发现不平衡电流增大，温度异常升高，应立即停机。

5.5.4.6 发电机出现不允许的负序电流：

1) 发电机出现大的负序电流事故处理的一般原则：

- 1、如果是由于发一变组侧不对称短路故障引起，保护未动作，应首先迅速解列发电机，灭磁、再作其它处理；
- 2、如果是由于解列操作时或正常运行中出现不对称运行引起，可先调整发电机有功、无功接近于零，使发电机负序电流减小至规定值以下，再作其它处理；
- 3、如果发一变组出口开关未与系统全部断开，经调整发电机有功、无功后其负序电流仍不能减小至规定值以下，且发电机“定子过流”光字牌不消失，应迅速断开发电机所在母线上的所有开关；
- 4、在发电机并列操作时，发一变组出口开关有一相或二相未合上引起发电机负序电流时，应立即将发电机与系统解列；
- 5、在发一变组出口开关非全相运行时，严禁断开发电机灭磁开关、汽机严禁打闸停机。

2) 发电机解列时，发一变组出口开关一相或两相未断开：

1、主要象征：

- A、发电机负序电流表指示增大，发电机定子电流两相不到零或三相电流明显不平衡，警铃响，DCS 来“三相位置不对应”，“定子过流”等信号。
- B、若发电机已逆变灭磁，则发电机处于异步运行状态。
- C、发电机非全相保护、失灵保护可能动作。

2、处理：

- A、若保护动作跳闸，除按主开关跳闸处理外，应确认线路对侧开关跳闸后，迅速拉开发变组出口刀闸，隔离故障点，并通知检修处理。
- B、若未跳闸，再次断开发一变组出口开关一次；
- C、若其开关仍未断开，应将发电机励磁由自动方式切换为“手控”方式；手动调整发电机励磁电流，寻找发电机定子电流最小点，使负序电流最小，使“定子过流”光字信号消失；维持发电机同步转速运行，严禁打闸降速；汇报调度，要求紧急断开线路对侧开关；同时，迅速查找原因，在发一变组出口开关跳闸回路采取短接部分回路的方法，使未跳相开关跳闸或就地按手动跳闸按钮，使开关跳闸；
- D、若汽机打闸停机，发电机已逆变灭磁，发电机处于异步运行状态，应迅速联系断开线路对侧开关。

3)发电机并列操作中发一变组出口开关一相或两相未合上,发电机出现负序电流的处理:

1、 主要象征:

发电机定子电流表三相指示严重不平衡或一相为零,另两相指示相等,发电机负序电流较大(随发电机 P、Q 增加而增加); DCS 来“定子过流”、“三相位置不对应”信号。

2、 处理:

A、断开发一变组出口开关;若发一变组出口开关有一相或两相断不开时,其处理方法同(2)

B、发一变组出口开关断开后,应检查原因,消除缺陷试验正常后才能重新并网。

5.5.4.7 发电机过负荷

1) 现象

1、发电机定子电流增大超过额定值。

2、发电机各部温度升高。

2) 处理

1、发电机对称过负荷保护跳闸时,按主开关跳闸处理。

2、发电机过负荷时,应密切监视运行时间,注意不超过过负荷允许时间,具体规定如下表(注:发生下述工况以每年不超过两次为限)

时间(秒)	10	30	60	120
电枢电流(%)	226	154	130	116

3、发电机过负荷,若系统电压正常,应减少励磁电流,降低定子电流到额定值,但应注意不得使发电机无功功率进相。如减小励磁电流不能使定子电流降到正常值,应汇报值长申请减有功负荷。

4、发电机强励动作引起的过负荷,10S 内运行人员不得干涉;但若超过时间不返回,则应将调节器切至手动,将发电机定子电流降至额定值以下。

5、发电机事故过负荷运行时,要密切注意发电机各部分温度不超过规定值,若超过应及时降低发电机负荷,使温度降低到规定值以内。

5.5.4.8 发电机励磁回路过负荷

1) 现象

1、发电机转子电流增大超过额定值。

2、发电机风温升高,励磁系统“转子温度高”可能报警。

3、励磁调节器“过励限制”报警,将励磁电流自动拉回。

2) 处理

1、发电机励磁回路过负荷保护跳闸时,按主开关跳闸处理。

2、发电机励磁回路过负荷时,应密切监视运行时间,注意不超过过负荷允许时间,具体规定如下表(注发生下述工况以每年不超过两次为限)

时间(秒)	10	30	60	120
励磁电压(%)	208	146	125	112

3、系统原因造成的发电机励磁回路过负荷,若系统电压低、频率正常,可联系调度适当降低有功负荷,以增加发电机无功出力。

4、发电机强励动作引起的发电机励磁回路过负荷,10S 内运行人员不得干涉,超过时间应将调节器切至手动,将发电机励磁电流降至额定值以下。

5、发电机励磁回路过负荷超过允许时间,应将励磁调节器切至手动,将发电机励磁电流降至额定值以下。

6、励磁回路过负荷运行时,应密切注意发电机风温,参考监视发电机励磁系统的转子温度计算值。

5.5.4.9 发电机失步和振荡

- 1) 现象
 - 1、发电机“失步”保护报警，严重时动作于跳闸。
 - 2、发电机及线路电流、有功功率、无功功率指示周期性地剧烈摆动，并经常超过额定值。
 - 3、发电机端电压、厂用电压、500kV、220KV 系统母线电压周期性地摆动，并经常是电压降低。照明周期性地一明一暗，和发电机、主变轰鸣声合拍。
 - 4、自动励磁调节器 PSS 动作，转子电压、电流周期性地摆动。
 - 5、汽轮机组转速波动，调速系统摆动。
 - 6、根据振荡中心位置的不同，振荡可能呈现下述特点：
 - A、单机振荡振荡中心落在发变线组内，发电机端电压和厂用电压周期性严重降低，失步发电机指示与邻机指示摆动方向相反，摆动幅度比邻机大。自并励的发电机可能失步伴随失磁，使振荡幅度更为剧烈。
 - B、系统振荡振荡中心落在本厂送出线路以外，本厂所有发电机摆动方向相同，摆动幅度基本一致，幅度相对较小。
- 2) 原因
 - 1、系统故障，保护延时切除，自动装置失灵，系统联系电抗突然增大等造成系统动稳定破坏。
 - 2、线路输送功率超过静稳定极限。
 - 3、发电机励磁调节器自动失灵造成发电机振荡放大而失步。
 - 4、发电机失磁或欠磁引起，励磁调节器手动运行，监视不力造成发电机滑极失步。
 - 5、汽轮机调速系统大幅波动，引起原动机功率突变。
 - 6、发电机非同期并列。
- 3) 处理
 - 1、发电机失步保护跳闸时，按主开关跳闸处理。
 - 2、下列情况应立即将发电机解列
 - A、单机振荡。
 - B、发电机失磁造成系统振荡，失磁保护拒动时。
 - C、振荡原因是由于发电机误并列引起。
 - 3、对于发电厂与系统振荡
 - A、快减负荷。
 - B、当励磁调节器自动方式运行时，严禁干扰励磁调节器动作。手动励磁时，增加发电机励磁电流至允许的最大值。
 - 4、对于系统振荡
 - A、增加发电机励磁，增加发电机无功出力，使电压提高至允许的最大值。
 - B、频率偏高时，应立即降低机组出力，使频率下降直到振荡消失或频率降到 49.8HZ 为止。
 - C、频率偏低时，应增加机组出力，发电机过负荷按事故过负荷处理。
 - 5、经以上处理，振荡仍未消失，应汇报调度，按调度令处理。
 - 6、若系统振荡引起机组 MFT，则按有关机组 MFT 事故处理原则进行处理。
 - 7、在系统振荡时，应密切注意机组辅机运行情况，设法调整有关运行参数在允许范围内。振荡消失后通知各岗位全面检查厂用机械。

5.5.4.10 发变组出口开关跳闸

- 1) 现象
 - 1、发变线组相关保护动作告警。
 - 2、发变组出口开关跳闸，励磁开关跳闸，汽轮机主汽门关闭，汽轮机跳闸。
 - 3、本单元 6kV A、B、C 段工作电源开关跳闸，备用电源开关联投。
 - 4、发电机甩负荷，定子三相电流到零，定子电压迅速到零，系统周波有所下降。
- 2) 处理
 - 1、汇报调度，发电机已跳闸。
 - 2、检查确认发电机三相电流已到零，确认发电机励磁电流迅速到零，否则手动执行。

- 3、注意厂用电压情况，及时调整高备变分接头，维持厂用电压正常。
- 4、跟据保护动作信号、故障录波和事故追忆初步判断故障原因、范围，确定故障性质。
- 5、经排除故障各方均无问题，或确定为保护误动，经请示总工程师同意后，方可将发电机升压并网。

5.5.4.11 发电机着火或机内氢气爆炸

1) 现象

- 1、发电机内发出巨响，有油烟等物喷出，有焦臭味。
- 2、出口风温升高，氢压升高或急剧下降，纯度下降。

2) 处理

- 1、发电机紧急停机、汽轮机破坏真空紧急停机。
- 2、关闭来氢总门，开启事故排氢门。
- 3、开启二氧化碳门，向发电机内充入二氧化碳进行灭火。
- 4、保持盘车及水冷系统继续运行。
- 5、用四氯化碳灭火器、二氧化碳灭火器、1211 灭火器进行灭火。
- 6、对发电机进行隔离，保护事故现场，分析着火原因。

5.5.4.12 发电机非同期并列

1) 现象

- 1、发电机和系统冲击，发电机有功、无功功率、电流指示等剧烈摆动，发电机发出巨大的轰鸣声。
- 2、跟据非同期严重情况，发电机出现不同程度的振动。
- 3、发电机失步保护可能动作。

2) 处理

- 1、发电机失步保护跳闸时，按主开关跳闸处理。
- 2、若发电机无显著声响和振动，各参数指示振荡幅度逐渐衰减，可以不停机。
- 3、若发电机产生很大的冲击和强烈的振动，显示摆动剧烈且不衰减，应立即解列停机。
- 4、未加励磁的发电机发生误并列时，应立即解列。
- 5、发电机发生非同期解列停机后，应通知检修人员对发电机进行详细检查，测量发电机转子交流阻抗。能否重新启动并列，应请示总工程师。

5.5.4.13 发电机逆功率

1) 现象

- 1、汽轮机主汽门或调门全关。
- 2、发电机有功负荷迅速下降至负功率，定子电流指示降低。
- 3、发电机无功指示升高，机端电压升高。
- 4、汽轮机排汽温度升高。
- 5、发电机“逆功率”保护报警，逆功率保护（一、二）可能动作跳闸。

2) 处理

- 1、如逆功率保护动作跳闸，按主开关跳闸处理。
- 2、如逆功率保护未动作，在确认汽轮主汽门完全关闭，发电机功率已为负功率后，手动将发电机解列灭磁，逆功率运行不允许超过 1min。
- 3、投程序跳闸的保护动作将主汽门关闭后，若发电机功率仍指示正的有功功率，则禁止将发电机解列。必须在采取措施将汽源可靠截断，功率指示负值后方将发电机解列灭磁。

5.5.4.14 系统低频

1) 现象

- 1、频率指示长时间低于 49.8HZ。
- 2、系统低频常伴随着出现系统低电压。
- 3、汽轮机声音变沉，一次调频回路动作自动加出力。

4、发电机低频保护各段“低频”累计时间达允许时间时报警，严重低频IV段动作于跳闸。

2) 处理

- 1、若低频保护动作跳闸，按主开关跳闸处理。
- 2、发生系统低频，应不待调令，立即将发电机出力升至最大，发电机的过负荷按事故过负荷规定执行，但应注意不得使过负荷保护动作。
- 3、系统低频时应注意厂用负载监视和调整，防止重要辅机过载跳闸。
- 4、注意监视发电机励磁电流，防止发电机转子回路过负荷。
- 5、密切监视发电机进出风温度、定子铁芯温度、定子铁芯端部温度等，防止超温。
- 6、当系统低频和低电压同时发生的时候，应优先考虑满足频率要求。

5.5.4.15 发电机升不起电压

- 1) 检查发电机定子电压、励磁电压以及励磁电流指示是否正常。
- 2) 检查发电机励磁开关、励磁开关合闸是否良好，发电机是否起励，起励电源是否正常。
- 3) 检查发电机 PT 二次自动开关接触是否良好，一次保险是否正常。
- 4) 调节器是否正常，调节器直流电源是否良好。
- 5) 检查励磁变运行是否良好。
- 6) 检查发电机碳刷接触是否良好。
- 7) 检查功率柜工作是否正常。

6 注意事项和软件常见故障排除

1. 加密狗的问题

加密狗 U 盘是我们保护知识产权，防伪的主要手段，请您一定要保管好！每次运行软件，加密狗 U 盘需要安装在教员机上（学员机不需），否则软件无实时数据。

重新安装或者升级软件需要先完全卸载，拔出 U 盘，然后再安装程序，再插 U 盘启动软件。

2. 网络连接问题

网络连接包括：网络的物理连接、IP 地址的设置、软件的通讯文件 SimuRoomMan.exe 等，若不能正常工作，查看硬件和软件，或者咨询有关专业人员。

3. 工况调入问题

软件可设置工况 100 种，但是实际使用的工况只有几种，本软件工况 1~50 为变电站的设定工况。51~100 用户可自己命名设定保存。

4. 软件安装问题

软件在安装过程中可能会出现一些问题，有可能是防毒软件问题，也有可能是软件之间的冲突问题或系统本身的问题。根据具体问题，请您解决好程序之间的冲突问题。

5. 程序运行异常

运行过程若出现某些异常问题，请您退出程序甚至重启电脑，重新运行软件。

6. 学员机与教员机初始化问题

学员机与教员机连接好后，学员机最好不要自己先初始化，需要通过教员机来初始化。若学员机先初始化，请退出后重新启动程序。

7. 软件升级后程序安装可能出现的问题

本公司软件终身免费升级。软件升级后，需要完全卸载老的版本才能重新安装新的版本，否则可能出现冲突。

【注意】若您在使用中还有疑虑，请与我们联系！

7 客户服务

服务宗旨

华胜公司在提供优质产品和先进技术的同时，为用户提供最全面、最丰富、最灵活和最耐心的服务。“用户满意”是华胜的服务宗旨！“华而务实，品质取胜；超越创新，精益求精”是华胜品牌内涵，也是华胜立于不败之地的法宝。

服务项目

- 产品与技术咨询。
- 为客户提供新技术、最好的产品。
- 为客户提供新构想、最佳方案并协助实施。
- 为客户提供各类相关信息及服务。

质量保证

- ✓ 所有产品“一年保修，终生维护”。
- ✓ 免费提供产品软件的升级换代。
- ✓ 24 小时内快速响应。
- ✓ 全天候技术热线咨询。

联络方式

- 技术热线： 400-6213-378 027-59234855 027-59234859
- 电 话： 027-59234856 027-59234857 027-59234858
- 传 真： 027-59234850
- E-mail： FS@100MW.com 和 FS1188@188.com
- QQ： 542831636（华胜电力）

附录 1 仿真培训教室设计示意图



图 1 仿真系统局域网连接示意图

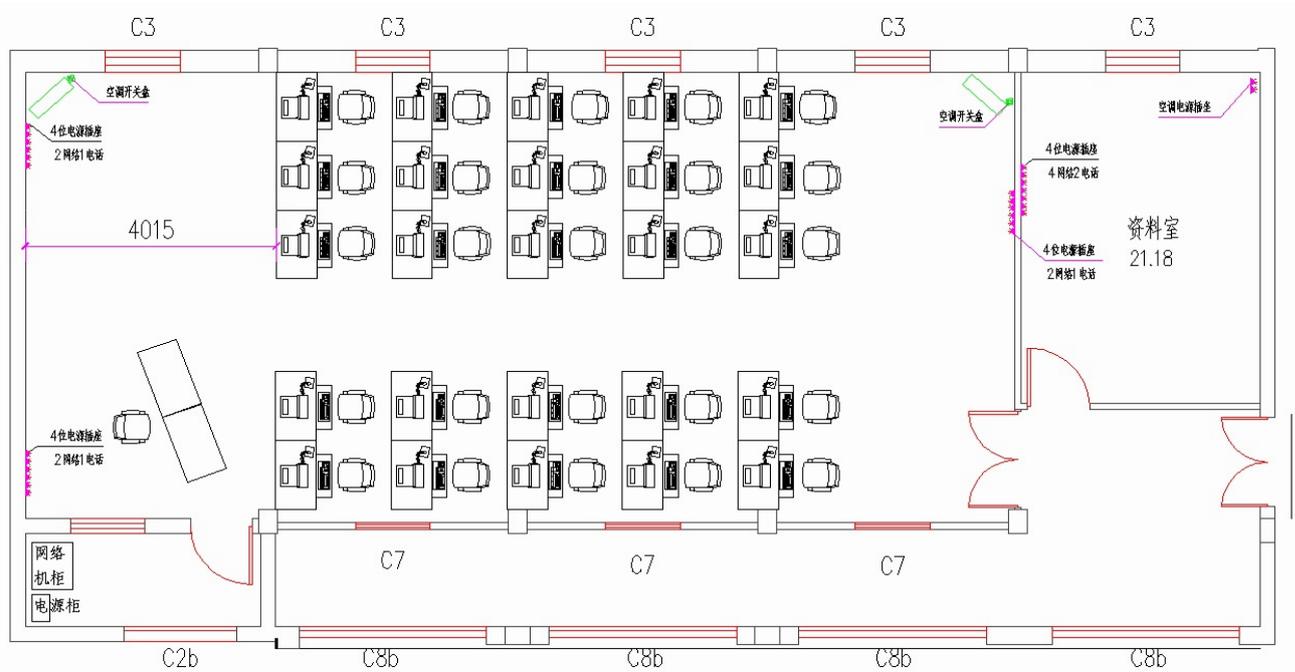


图 2 仿真培训教室布置示意图

附录 2 华胜公司产品与技术

◇电力仿真系统

- FS 系列变电站仿真系统 (1000~10kV)
- FS 系列水电机组仿真系统 (1000~300MW)
- FS 系列火电机组仿真系统 (170~85MW)
- FS 继电保护仿真系统 (继电器与成套保护)

◇微机继电保护测试系统

- FS 系列微机继电保护测试系统
- FS 常规继电保护综合测试仪

◇电能质量与计量仪表

- FS-YD1 单相用电检查仪
- FS-YD3 三相用电检查仪
- FS5100 单相电能表现场校验仪
- FS5300 三相电能表现场校验仪
- FS300A 电能质量分析仪
- FS-DQ60 智能台区用户识别仪
- FS2000M 三钳相位伏安表

◇油气化检测仪器

- FS2820 绝缘油介损体积电阻率测试仪
- FS2080 绝缘油介电强度测试仪
- FS2003 油酸值自动测定仪
- FS3003 水溶酸性测定仪
- FS-XD 全自动开口闪点测试仪
- FS-XD 全自动闭口闪点测试仪
- FS-C5B 绝缘油含气量测定仪
- FS-YWS 微量水分测定仪
- FS-YZL 全自动界面张力测定仪
- FS-JRD 全自动加热振荡仪
- FS7820 色谱分析仪
- FS3600 型 SF₆ 微水露点测试仪
- FS3800 型 SF₆ 定量检漏仪
- FSXP-1A 型 SF₆ 定性检漏仪
- FS5000 型 SF₆ 密度继电器校验仪

◇电缆管线检测仪器

- FS200E 单脉冲电缆故障测试仪
- FS200E 多脉冲电缆故障测试仪
- FS200L 路灯电缆故障测试仪

FS-200C 地下金属管线探测仪

FS-802C 智能数字式金属管线漏水检测仪

◇高压试验仪器仪表

VLFS 系列 0.1Hz 超低频高压发生器

FS 系列调频串联谐振试验装置

FS 系列油浸式/干式/充气式试验变压器

FRC 系列高电压分压器（千伏表）

FS 系列直流电阻快速测试仪（（1~60A））

FS 系列直流高压发生器

FS 系列三倍频电源发生器

FS3001 高压介质损耗测试仪

FS2670/FS2671/FS2672 数字兆欧表

FS3071/FS3072 高压兆欧表

FS 系列手摇兆欧表

FS8000 无线语音高压核相器

FS-100/200 回路电阻测试仪

FS500P 配网电容电流测试仪

FS500L 全自动电容电感测试仪

FS3041 接地电阻测试仪

FS3042 地网接地电阻测试仪

FS3043 双钳口接地电阻测试仪

FS3050 有载分接开关测试仪

FS-K 系列高压开关动特性测试仪

FS3030 变比组别测试仪

FS-102 CT 伏安特性综合测试仪

FS20SN 变压器容量特性测试仪

FS30SN 变压器空负载测试仪

FS20PT 无线二次压降及负荷测试仪

FS30ZK 发电机转子交流阻抗测试仪

FS1011 氧化锌避雷器直流特性测试

FS3011 抗干扰氧化锌避雷器带电测试仪（交流特性）

FS3012 避雷器计数器测试仪

FS9100 变压器短路阻抗测试仪

FS 系列放电球隙测压器

技术服务: 400-6213-027 13349852100

电 话: 027-59234857 027-59234859

公司网址: <http://www.100MW.cn>

远见卓识 超越创新

公司网址 [http : //www.100MW.cn](http://www.100MW.cn)



地址：武汉市东湖新技术开发区 光谷大道 303 号 光谷·芯中心 文华楼

电话：027-59234855 59234856 -59234857 59234858 59234859

传真：027-59234850 邮箱：FS1188@188.com 邮编：430070

技术支持：13349852100 服务投诉：13797053655

网址：[http : //www.100MW.cn](http://www.100MW.cn)