

甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目

预初步设计

提升火电灵活性和深度 调峰专题报告

中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司

Northwest Electric Power Design Institute Co., Ltd. of China Power Engineering Consulting Group

2024 年 11 月 西 安

批 准 人： 刘学军

审 核 人： 袁瑞山

校 核 人： 崔凯平

设 计 人： 王 博

目 录

1	工程概况	1
2	主机规范	1
3	深度调峰主要方式	4
3.1	火电机组调峰方式	4
3.2	机组的负荷调整速率	5
4	锅炉及辅机适应深度调峰的主要技术方案	5
4.1	锅炉水动力问题	6
4.2	低负荷稳燃问题	8
4.3	应力膨胀引起的集箱根部裂纹问题	10
4.4	烟气侧和蒸汽侧的偏差问题	11
4.5	脱硝运行问题	12
4.6	空预器相关问题	12
4.7	吹灰器汽源及积灰问题	13
4.8	脱硝精准喷氨技术	13
4.9	辅机设备问题	15
5	汽机及辅机适应深度调峰的主要技术方案	15
5.1	涡流稳定器	16
5.2	末级叶片喷涂加强	17
5.3	喷水系统升级优化	18
5.4	叶片健康监测系统（BHMS）	19
5.5	高温部件设备寿命监测系统	20
5.6	深调工况疏水控制系统优化	21

5.7	深调工况蒸汽阀门门杆漏汽系统优化	22
5.8	深调工况汽封供汽系统优化	22
5.9	适应深度调峰的温度裕度和 X 准则	23
5.10	优化配汽结构，适应深度调峰	23
5.11	汽水系统及辅机优化方案	23
6	柔性调峰(熔盐储热调峰)方案	26
6.1	基本思路	26
6.2	方案简介	28
7	提升火电灵活性的方式对比	30
8	结论	30

1 工程概况

甘能化庆阳电厂（2×660MW机组）工程为新建工程为甘肃能化九龙川煤矿配套建设煤电一体化项目，本期拟建设2×660MW超超临界间接空冷燃煤机组，厂址位于甘肃省宁县境内。

甘肃省陇东地区是国家规划的14个大型煤炭基地之一，境内煤炭资源丰富，探明资源量359.8亿吨（其中庆阳271.8亿吨），保有资源量184亿吨。九龙川矿井地处西北地区甘肃省宁县，资源储量丰富，煤质好，开采条件较好，适宜建设现代化大型矿井。本工程所在宁县具备建设大规模煤电基地的有利条件，电源建设成本及发电成本相对较低。

宁县地方工业弱小，没有大型工业企业支撑，本项目的建设将有力带动全县财政税收、建筑建材、商贸服务、餐饮、住宿、食品加工、运输、基础建设等众多行业的发展，有效地推动当地经济建设的发展，缓解就业压力，增加居民收入，提高生活水平，对地方经济的发展具有重要意义。

本期工程，供煤煤矿已具备建设条件；供水水源利用城市中水和煤矿疏干水；主机采用高参数大容量空冷机组。高效节能环保型电厂是本工程的建设目标。

本工程计划在2024年12月开工，第一台机组计划于2027年5月建成投产，第二台机组计划于2027年6月建成投产。

2 主机规范

锅炉出口蒸汽参数 29.40MPa（a）/610°C/625°C，对应汽机入口参数 28MPa/605°C/623°C；机组容量 660MW，汽轮机额定工况采用 TMCRR 工况。额定背压(夏季)为 27kPa（a），年平均背压为 9kPa（a）。

（1） 锅炉：

锅炉制造厂：暂未招标，参考同类工程锅炉

型式：本期工程锅炉为高效超超临界参数直流炉，单炉膛、一次再热、平衡通风、紧身封闭布置、固态排渣、全钢构架、全悬吊结构、四角切圆或对冲燃烧方式Π型炉。

锅炉主要热力参数如下表：

过热蒸汽：	数值
最大连续蒸发量(B-MCR)	1936t/h
额定蒸发量(BRL)	1879t/h
额定蒸汽压力（过热器出口）	29.4 MPa(a)
额定蒸汽压力（汽机入口）	28 MPa(a)
额定蒸汽温度（过热器出口）	610 °C
排烟温度（修正后）	120 °C
锅炉效率(BRL)	95%
再热蒸汽：	
蒸汽流量（B-MCR/BRL）	1568/1506 t/h
进口/出口蒸汽压力（B-MCR）	5.607/5.208 MPa(a)
进口/出口蒸汽温度（B-MCR）	352.4/625 °C
给水温度（B-MCR）	315 °C
给水温度（BRL）	315 °C

- 注：
- 1 压力单位中“g”表示表压。“a”表示绝对压（以后均同）。
 - 2 锅炉额定蒸发量（BRL）即是汽机在 TRL 工况下的进汽量。
 - 3 锅炉最大连续蒸发量（B-MCR）对应于汽机 VWO 工况下的进汽量。

(2) 汽轮机:

制造厂: 暂未招标, 参考同类工程汽轮机。

型式: 高效超超临界、一次中间再热、三缸两排汽、单轴、表面式间接空冷式机组。

汽轮机主要热力参数如下表 (暂定, 参考同类工程)

名 称	夏季 工况	T-MCR 工况	THA 工况	VWO 工况
出力 kW	614900	660011	660032	678610
发电热耗值 kJ/kWh	7999	7452	7425	7447
主蒸汽压力 MPa.a	28	28	28	28
再热热段蒸汽压力 MPa.a	4.999	5.008	5.011	5.208
高压缸排汽压力 MPa.a	5.378	5.386	5.388	5.607
主蒸汽温度 °C	605	605	605	605
再热热段蒸汽温度 °C	623	623	623	623
高压缸排汽温度 °C	345	345.2	344.2	352.4
主蒸汽流量 t/h	1878.93	1846.5	1845.6	1935.32
再热蒸汽流量 t/h	1506.4	1506.8	1506.75	1567.71
排汽压力 kPa.a	27	9	9	9
排汽流量 kg/h	1024.12	997.38	1007.46	1038.81
补给水率 %	1.5	0	0	0
末级高加出口给水温度 °C	315	315	310	315

(3) 发电机

制造厂: 暂未招标, 参考同类工程发电机

型式: 三相同步汽轮发电机

额定功率：660MW

额定电压：20kV

额定功率因数：0.9(滞后)

频率：50Hz

冷却方式：水氢氢

励磁方式：静态励磁

效率（保证值）：≥99%

3 深度调峰主要方式

3.1 火电机组调峰方式

从国内外调峰的现状来看，大型火电机组主要采用以下四种调峰运行方式：

（1）低负荷调峰运行方式：通过改变机组负荷来满足系统调峰需要，一般采用定压—滑压—定压的方式运行；

（2）启停两班制调峰运行方式：机组白天满负荷运行、晚间停机6～8h，早上再热态启动。此调峰方式调峰幅度比较大，但运行时操作复杂，且对设备的寿命损耗较大；

（3）少蒸汽微小负荷调峰运行方式：夜间在电网负荷低谷时将机组负荷减到微小，但不与电网解列，吸收少量电网功率，使机组仍处于额定转速旋转热备用的无功状态；

（4）低速旋转热备用调峰运行方式：这种方式是在减负荷至零后同电网解列，锅炉燃油维持5%左右的负荷，并向汽轮机通入低参数蒸汽，使之在第一临界转速以下的低速状态下运转，并维持较高的温度水平。

上述四种调峰方式中，低负荷调峰方式是较为常用的一种调峰方式，

该调峰方式具有安全性好、机动性高、事故发生概率低的优点，但调峰的裕度不如其它三种调峰方式，低谷时间长时经济性变差。本工程为了最大限度满足消纳新能源的需求，采用第一种调峰方式，结合国内外现状及本工程特点，机组深度调峰目标负荷确定为20%THA。

3.2 机组的负荷调整速率

机组的负荷调整速率越快则机组的调峰适应能力越强。

按《汽轮机技术规范书》的通常要求，660MW机组允许的负荷变化率如下：

- (1) 在50%~100%TMCR负荷范围内 不小于5%/每分钟
- (2) 在30%~50%TMCR负荷范围内 不小于3%/每分钟
- (3) 30%铭牌功率负荷以下 不小于2%/每分钟
- (4) 允许负荷阶跃 >10%铭牌功率负荷/每分钟

锅炉负荷变化率的要求与汽轮机的要求基本相同，能够达到下述要求：

在50%~100%BMCR时，不低于±5%BMCR/分钟

在20%THA~50%BMCR时，不低于±3%BMCR/分钟

在20%THA以下时，不低于±2%BMCR/分钟

负荷阶跃：大于10%汽机额定功率/分钟

4 锅炉及辅机适应深度调峰的主要技术方案

.为满足机组20%THA负荷深度调峰的要求，考虑到机组的安全稳定运行，锅炉及辅机主要需解决以下问题。

- (1) 锅炉水动力安全性问题；
- (2) 低负荷稳燃问题；
- (3) 受热面及连接管道的应力膨胀问题；

- (4) 烟气侧和蒸汽侧的偏差问题;
- (5) 全负荷脱硝问题;
- (6) 受热面的积灰和堵灰问题;
- (7) 空预器堵塞及低温腐蚀等问题;
- (8) 磨煤机和风机等辅机的适应性问题。

本专题将从以上方面分别对锅炉在深度调峰期间可能出现的问题及解决办法给予相应的方案说明。

4.1 锅炉水动力问题

针对超（超）临界机组，一般的最低直流负荷为30%BMCR，如需在低于最低直流负荷以下工况运行时，其运行情况类似于亚临界机组，此时分离器湿态运行。如为无泵启动系统，则给水流量大于产生蒸汽量，分离器分离出来水的热量会损失掉，造成大量的热量浪费，经济性较差；如为带泵启动系统，分离器分离出来水的热量会继续进入汽水系统，不会造成热量损失，经济性较好。因此，针对要达到20%THA灵活性深度调峰目的的电厂，推荐采用带泵的启动系统。

锅炉低负荷深度调峰时循环泵的作用：

①在超低负荷深度调峰时，锅炉处于湿态运行状态，分离器中有饱和水分离出来，通过循环泵将这部分饱和水送到省煤器进口，与给水进行混合，可大幅度提高省煤器进口水温，进而提高脱硝入口烟温；

②采用循环泵不但能回收全部工质，还能100%回收疏水热量，从而降低低负荷深度调峰时的燃料消耗量，提高了电厂深度调峰时的经济性。

为了进一步减小水冷壁工质温度偏差，对中间混合流程进行了优化，如图2所示。其具体流程为：下部螺旋段管子引入螺旋段出口集箱，然后从螺旋段出口集箱引出连接管道交叉引入垂直段进口集箱，最后通过垂直段

入口集箱把工质引入垂直段。该中间混合系统相比常规混合集箱布置进一步提高了垂直段进口工质的均匀性，从而减小水冷壁出口工质温度的偏差。

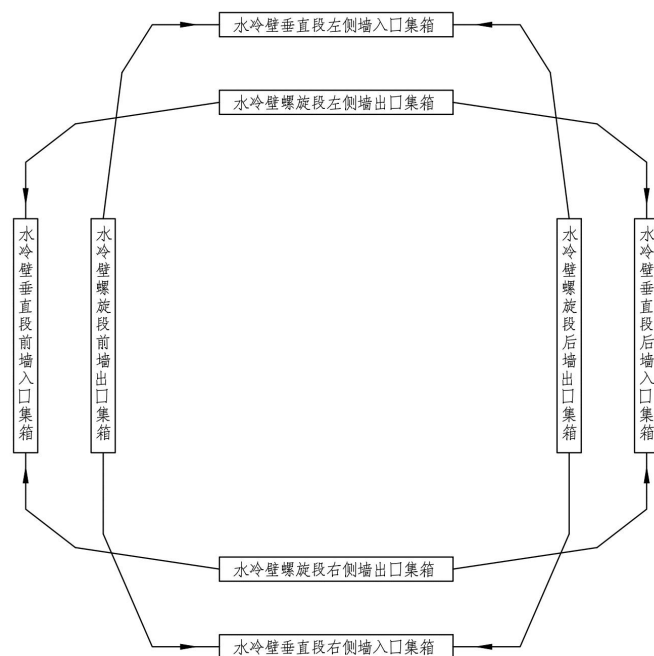


图2 水冷壁中间混合系统布置

另外，针对本项目，如需达到20%THA的最低直流负荷(干态运行)，为了保证水冷系统的安全性，需要在螺旋管圈水冷壁热负荷较高的区域采用内螺纹管代替光管以提高冷却能力。

在水冷壁的高热负荷区域，汽化中心密集，当管壁上形成连续的汽膜时，将会发生膜态沸腾，使得管壁得不到液体的冷却，换热系数显著下降，管壁温度急剧升高。目前防止膜态沸腾的措施主要有两种，一种是提高工质的质量流速，一种是采用内螺纹管。内螺纹管是一种将内壁加工成螺旋线的无缝钢管，内部螺纹可以增强内壁处的扰动，防止气泡形成连续的汽膜，使得水冷壁在较高的热负荷和干度下，也不易发生膜态沸腾。内螺纹管剖面结构形式如图所示。

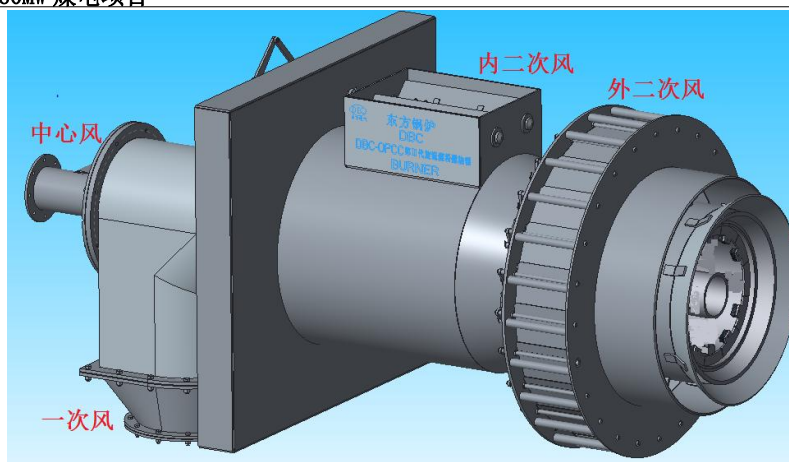


对于本工程，在热负荷较高的炉膛螺旋水冷壁区域采用内螺纹管，以提高低负荷下水冷壁高热负荷区域抗膜态沸腾的能力，进一步增加水冷壁管子在低负荷下的安全性。

4.2 低负荷稳燃问题

针对低负荷稳燃问题本项目拟采用某锅炉厂最新型的第四代OPCC旋流燃烧器，该型燃烧器采用了浓缩煤粉燃烧技术，采用了陶瓷稳燃齿，可促进快速点火和提高火焰温度。通过调节导轴和旋流器控制高旋的旋流二次风和火焰的适时混合。在保证低负荷稳燃的同时，可确保较高的燃尽和较低的NO_x排放。

新型OPCC燃烧器，在保留了经典的径向双级煤粉浓缩技术，外浓内氮环形回流技术，分级配风双调风技术的基础上，采用了新型环形浓淡强化分级技术，新型一次风一级、二级扩锥强化回流技术，旋流内、外二次风优化技术。



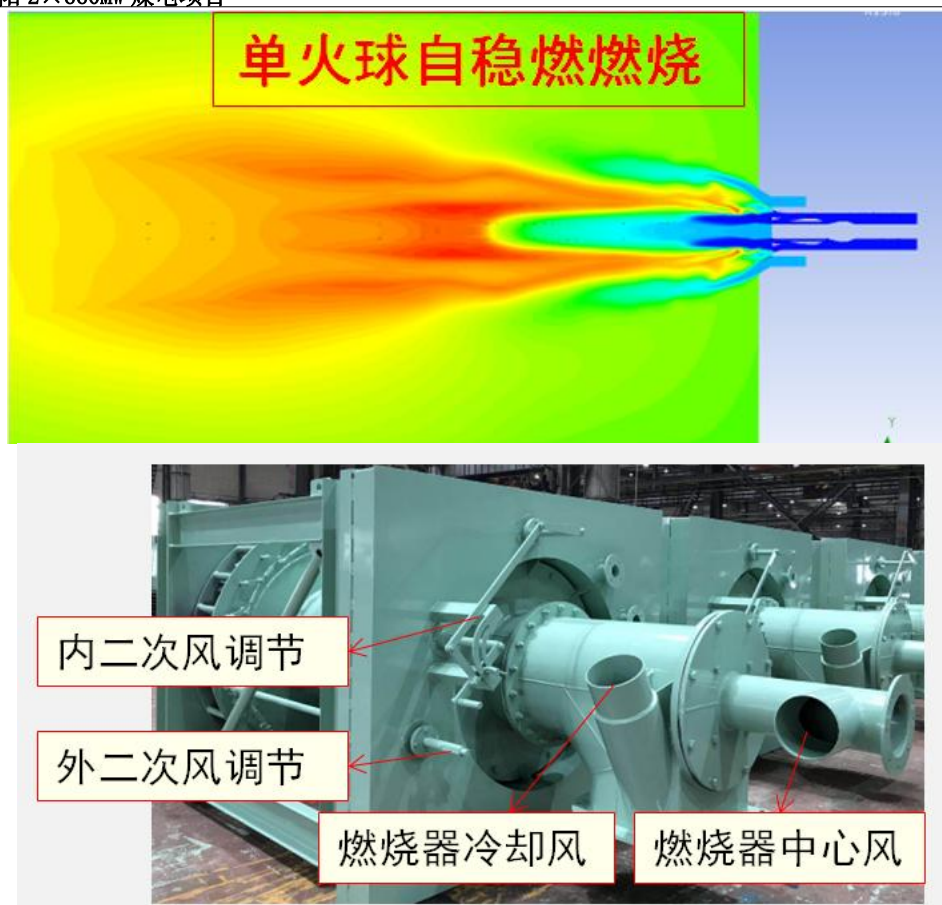
同时，新型燃烧器采用强化结构，大大提高了可靠性。具体采取的措施有：中心风管外衬碳化硅陶瓷；煤粉浓缩器迎风面采用碳化硅陶瓷，向火侧采用耐高温铸件；一次风组件采用内衬陶瓷+前端铸件结构；一次风扩锥及稳焰齿采用整体碳化硅结构；环形浓淡分离环采用碳化硅；易损件采用螺栓连接。

针对低负荷稳燃的要求，新型燃烧器采用了以下几项关键技术，以保证低负荷稳燃：

（1）关键稳燃措施：煤粉径向双级煤粉浓缩、外浓内氮环形回流燃烧、新型环形浓淡强化分级燃烧、新型一次风一级、二级扩锥强化高温烟气回流、稳焰齿等；

（2）燃烧器本身具有自稳燃能力，以单个燃烧器为中心组织的燃烧；

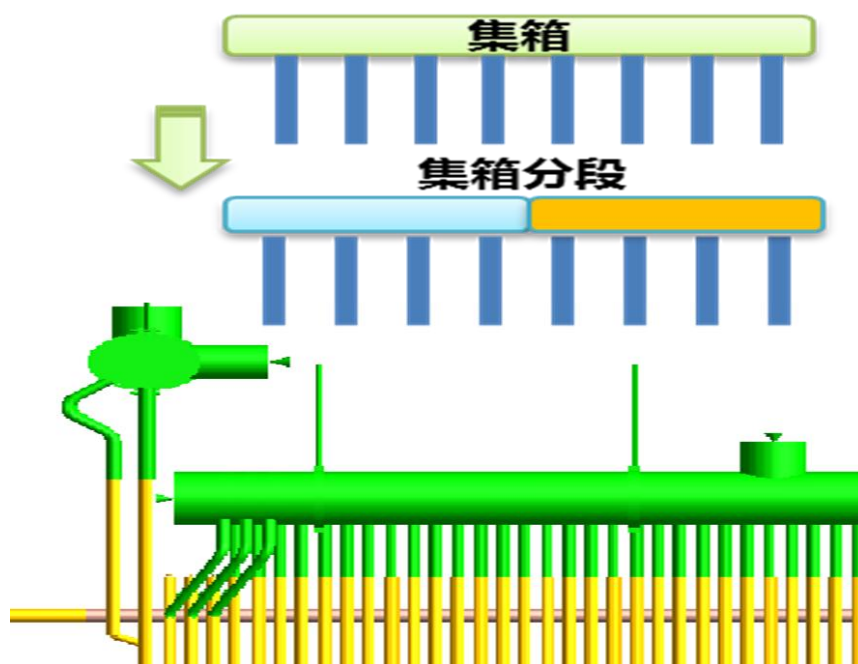
（3）灵活的燃烧器调节手段，OPCC燃烧器外侧二次风旋流强度可调节；



4.3 应力膨胀引起的集箱根部裂纹问题

机组在深度调峰至20%THA负荷时燃烧不稳定，炉内热负荷偏差加剧，这就更加加重了垂直水冷壁的流量分配及壁温波动。根据多个电厂的运行反馈，当机组在干湿态附近或亚临界状态下，垂直水冷壁容易出现超温现象。超温一方面造成垂直水冷壁的爆管；另一方面，也因为壁温波动过大容易造成水冷壁上集箱管接头的拉裂。

为了避免发生上述超温爆管及拉裂现象，本项目深度调峰需要将水冷壁上集箱进行分段。



4.4 烟气侧和蒸汽侧的偏差问题

锅炉深度调峰至20%THA负荷工况下运行，超低负荷下一方面炉内的火焰充满度较低，烟气侧的偏差将加大；另一方面，工质侧的阻力变小导致工质侧的偏差加大。因此，无论是烟气侧还是工质侧，随着负荷的降低，其整体的偏差将逐渐增大。

作为炉内的辐射受热面，屏式过热器处于炉膛的上部。随着负荷的降低，屏式过热器的吸热比例增加，再加上烟气侧及工质侧的偏差增大，所以导致屏式过热器的偏差进一步增大，部分管屏将出现超温现象，限制主蒸汽温度达到额定值，需要对屏式过热器的高温段材质进行升级。

同理，末级过热器及末级再热器高温受热面同样面临着偏差增大的情况，高温受热面工质温度高，管屏壁温高，虽然机组设置有两级过热器减温水，可以调节左右侧的偏差，但无法消除炉宽方向上的管屏超温问题，也需要对末级过热器和末级再热器的高温段材质进行升级。

本工程锅炉可以增加高温受热面的壁温测点，对高温受热面进行满布

壁温测点，机组投运后对实际深度调峰负荷下的壁温画面进行监控，确保各级受热面的运行安全。

4.5 脱硝运行问题

锅炉降低负荷运行，由于锅炉输入热的降低，在低负荷工况下，脱硝入口烟气温度将降低至催化剂最低连续运行温度以下，不能保证脱硝系统的安全运行及机组出口污染物浓度要求。

为满足各种负荷工况下，脱硝系统可正常运行，目前可以采用的主要方案有省煤器入口加装旁路烟道、设置省煤器水侧旁路、省煤器分级布置、提高低负荷给水温度、采用宽温差催化剂等。

4.6 空预器相关问题

为满足机组深度调峰的要求，考虑到机组的安全稳定运行，空气预热器将主要面对及解决以下问题：

（1）换热元件堵塞问题：

锅炉低负荷运行时，空预器入口烟温将大幅度降低，导致排烟温度降低、造成空预器冷端的大量结露。同时，由于低负荷工况下脱硝系统可能存在较严重的氨逃逸情况，逃逸的氨与烟气中的水及 SO_3 形成硫酸氢氨，在流经空预器冷端结露并粘结在换热元件上。液态硫酸氢氨粘度大，易捕捉飞灰后加剧空预器的堵塞。其次，低负荷下烟气流量相对小，烟气流速大幅度降低，将增加换热元件堵塞的风险。

针对堵塞问题，应采取以下措施有效降低其影响：

①务必保证低负荷时的吹灰蒸汽品质，切勿由于压力、温度及过热度不足造成带水吹灰加剧堵灰。建议吹灰蒸汽品质：温度 350°C 、过热度 150°C 、压力 $\sim 1.2\text{MPa}$ ；

②优化脱硝设备、考虑 SO_3 脱除技术，减少造成空气预热器堵灰的外来

因素；

③严禁使用高换热能力板型，其致密的节距将增加堵灰风险。

(2) 冷端换热元件低温腐蚀问题：

低负荷空气预热器排烟温度的下降将导致酸性物质结露区域的上升，结露区域上升至热端层将直接造成换热元件的腐蚀及堵灰。

本工程设计及校核煤质硫份分别为1.35%和1.40%，且工程所在地冬季气温低于0℃，故必须通过投用一、二次风暖风器提高空气预热器的冷端温度，达到降低空气预热器冷端腐蚀风险的目的。同时，由于低负荷的喷氨过量及入口烟温较低问题，将导致液态硫酸氢铵的结露区域上升，考虑加高冷端搪瓷换热元件，以覆盖深度调峰下的硫酸氢铵结露区域。

本工程采用的烟气余热利用系统，提高锅炉入口的风温度至~50℃，大大降低了冷端腐蚀堵灰的风险。

(3) 驱动电机电流波动问题。

空气预热器转子与外壳的膨胀速率存在差异，并且外壳温度低于转子。所以，当锅炉灵活性调峰时易发生电流波动的情况。针对该问题，可选择韧性更好、厚度更薄的密封片。同时，适当放大密封间隙，增强空气预热器的灵活调峰适应性，避免出现严重的电流波动。

4.7 吹灰器汽源及积灰问题

随着负荷的降低，受热面的烟速也相应的降低，将导致受热面的积灰变得严重。

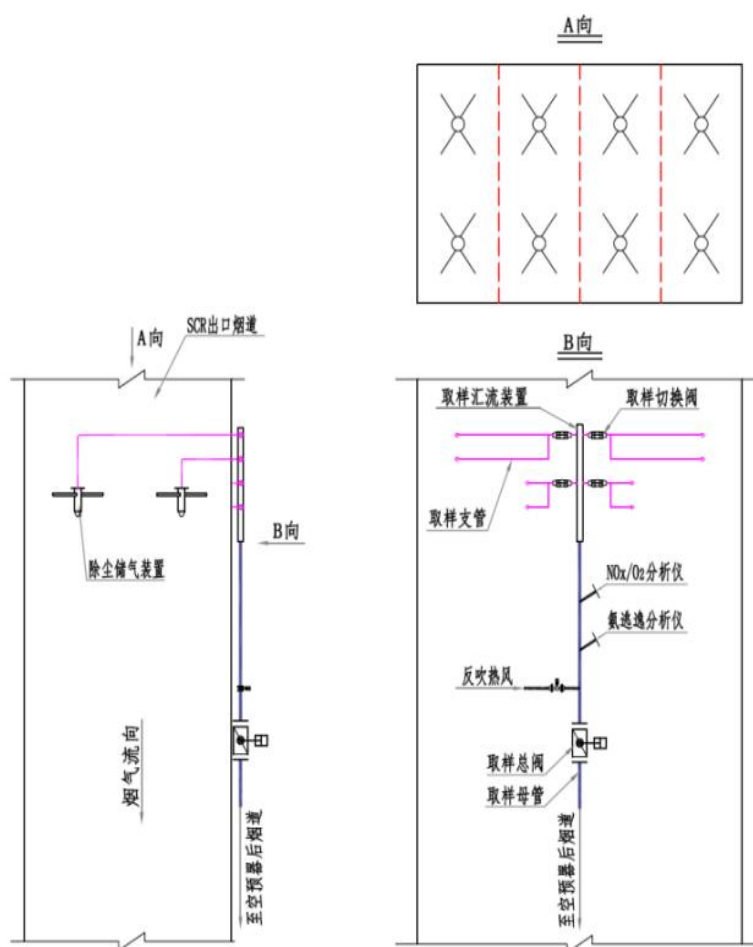
在低负荷工况下，减温器后的汽源温度降低，不能满足吹灰器的汽源要求，吹灰汽源可调整至分隔屏出口连接管。

4.8 脱硝精准喷氨技术

锅炉低负荷工况运行时，锅炉烟气充满度降低，烟气流场的不均匀性

将造成脱硝效率下降及氨逃逸率升高，也将导致下游的预热器堵塞及冷端腐蚀的风险增加。对于本项目来说，机组深度调峰至20%THA负荷，超低负荷下脱硝入口烟温降低，烟气流量减小，烟气流场的不均匀性增加，需要严格控制喷氨或者优化喷氨，例如智能喷氨或者精准喷氨以分区分量控制，实现精准喷氨，提高脱硝效率及降低氨逃逸率。增设宽负荷脱硝系统，提升低负荷的脱硝能力。

锅炉脱硝喷氨分区智能优化和自动精准控制系统，单侧SCR脱硝装置采用“四分区调整/四分区测量”设计，具体包括三个模块：SCR出口多点位分布测量及取样系统（模块一）、分区喷氨调节模块（模块二）和控制模块（模块三）。其中，模块一获取SCR出口各分区NO_x/O₂/NH₃浓度分布，确定各分区喷氨偏差调节目标值，作为脱硝喷氨分区智能优化和自动精准控制系统控制的主信号；模块二的核心是构建“总量调节阀+分区调平阀（气动）+支管调节阀”的三级串联调节的执行模块；模块三包括整个控制系统的软、硬件。整个系统可全面提升喷氨控制的品质，达到精准喷氨的目的。



4.9 辅机设备问题

为保证机组能够在20%THA工况下长期安全稳定运行，除了对锅炉系统进行优化调整外，还需同时校核磨煤机、三大风机等设备在该负荷下的运行特性。

本工程将在辅机技术规范书提出机组20%THA深度调峰的要求，以确保机组安全稳定运行。

5 汽机及辅机适应深度调峰的主要技术方案

深度调峰状态下，汽机侧主机及辅机系统需要解决如下问题：

- (1) 低压缸排汽分离造成的流动堵塞和末级（末几级）叶片水蚀；

- (2) 轴封系统无法自密封；
- (3) 疏水系统无法适应机组深度调峰运行，造成机组效率低下；
- (4) 门杆漏气量大，导致机组效率降低；
- (5) 配汽系统调节能力差；
- (6) 回热系统疏水不畅；
- (7) 凝结水泵汽蚀。

本专题将从以上方面分别对汽机侧在深度调峰期间可能出现的问题及解决办法给予相应的方案说明。

5.1 涡流稳定器

当电厂汽轮机长期在低负荷工况下运行时，其实际的运行参数与额定工况下的设计参数不同，且偏离较多。低负荷运行工况下，低压排汽缸中普遍存在流动分离涡，不仅堵塞了流道面积，恶化蒸汽品质。严重时分离的涡流会反流至低压末级长叶片流域内，加大对低压长叶片的汽蚀腐蚀、运行扰动等风险。因此，调整抑制低压长叶片低负荷工况下的流动分离是当前汽轮机深度调峰领域的重要方法。经过低负荷流场流动分析，结合空气动力学抑涡机理，确认采用带涡流稳定器的低压排汽缸，可以有效抑制低负荷下排汽缸的分离涡。图6-1表征了在未使用及使用涡流稳定器时的蒸汽流动速度分布。显然，采用涡流稳定器后的流线不再发生回流。图6-2表征了超超机组低压排缸加装涡流稳定器后，低压排缸流场及分离涡对比情况。可以看出，加装涡流稳定器后的蒸汽分离涡形态及分布得到显著改善，相应的导致机组在低负荷运行情况下的水蚀及缸效得到改善。

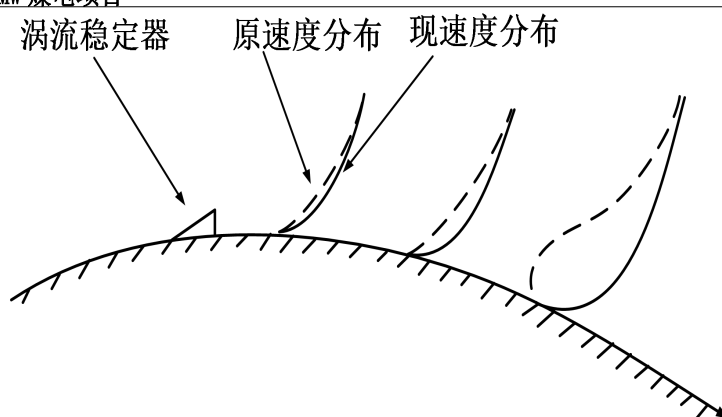


图6-1 加装涡流稳定器前后速度分布对比

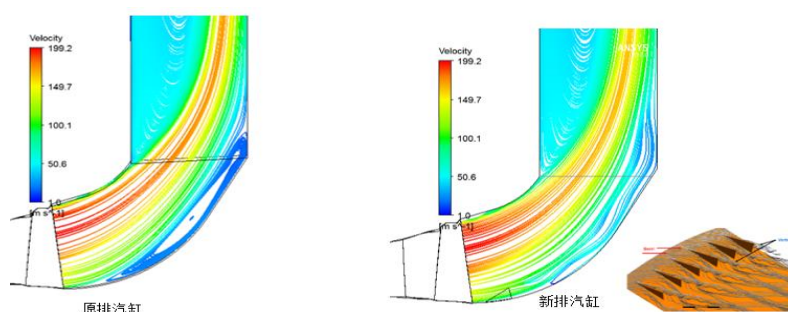


图6-2 低压排缸加装前后对比

5.2 末级叶片喷涂加强

1) 实现目标

在深度调峰状态下，末叶片工作状态恶劣。针对末级叶片进行针对性喷涂加强是必要的。为了提高深度调峰机组低压末级叶片的抗水蚀能力，在原有末级叶片进汽边防水蚀防护措施的基础上，增加了叶片的防水蚀防护措施，在叶片根部采用了超音速喷涂耐水蚀防护涂层。超音速火焰喷涂是利用煤油、丙烷、丙稀等碳氢系燃气与高压氧气在喷嘴中混合燃烧，产生的高温高速焰流将粉末加热至熔化或半熔化状态，并高速喷射到基材表面形成致密涂层的的技术。耐水蚀涂层使用的是超音速火焰喷涂Cr₃C₂-NiCr涂层，Cr₃C₂为陶瓷颗粒（占比约为70%-80%），NiCr为粘结相。

总体粉末粒度在15-60 μm 之间。超音速火焰喷涂Cr₃C₂-NiCr涂层具有以下特点：

（1）极高的硬度。超音速火焰喷涂Cr₃C₂-NiCr涂层的硬度可达到800HV以上，远高于叶片材料的本体硬度，因而可以提供极佳的耐水蚀效果。

（2）优异的结合强度。由于超音速火焰喷涂的焰流温度高，粉末呈融化或半融化状态，加上焰流速度极快，粉末喷射到基体后与基体的结合强度很高，可达70MPa以上，远高于电镀及其他冷喷涂涂层。

（3）优异的涂层质量。由于超音速火焰喷涂的焰流速递快，因而粉末的“夯实”效果明显，涂层的致密性和均匀性很高，孔隙率较低。致密的涂层更有利于防水蚀。

（4）操作灵活。超音速火焰喷涂可以在固定工位上进行，也可以在电厂现场进行。操作灵活，便于安排生产，优化进度。

该技术能使燃煤机组汽轮机末级叶片整体寿命延长，工程应用效果明显。

5.3 喷水系统升级优化

为改善深度调峰状态下，发生鼓风时喷水对末叶片的水蚀情况。对喷水系统进行升级改善，精准控制喷水量，提升雾化效果。雾化效果与水压有关，为精确控制喷水流量，避免水量过多回流损伤叶片，需要小流量喷水。常规喷头设计在低压外缸上，仅通过压力调节，即使将流量调小，雾化影响范围及效果也不太好，形成的水滴返流对叶片造成损伤。结合小容积流量排缸的流场情况，确认在低压排缸增加喷水管路效果更好。基于此，采用分路喷水方案，保持水压在最佳雾化范围内的同时，控制喷水量在合理区间。

5.4 叶片健康监测系统（BHMS）

叶片健康监测系统（BHMS）针对汽轮机低压长叶片的安全运行进行状态监测，对可能出现的事故进行提前预警和故障诊断。BHMS可对叶顶间隙、叶片温度、异步振动、同步振动进行在线监测，对叶片水蚀、动静碰磨、疲劳断裂做故障分析及诊断。BHMS系统用于实现末级叶片振动情况的实时监测，找到容易诱发叶片颤振的危险工况点，并在以后的运行中加以避开。针对深度调峰的需求，如未触发系统报警，则可满足运行，给系统调整提供便利，适应电网需求。同时，当末叶片由于长期深度调峰运行后，发生严重损伤时，提供提前预警信号，避免严重事故的发生。BHMS系统会在调峰运行调试试验期间实时监测低压长叶片的运行参数，结合试验过程中机组的运行数据进行综合分析，从而得出低压长叶片的危险运行区间，进而绘制出低压缸调峰运行背压指导曲线，指导汽轮机组的安全运行。BHMS典型振动及间隙监测模块功能为：

（1）同步振动监测

叶片在设计时，会考虑叶片的共振频率避开电网的偏周波运行范围。若汽轮机组需要调峰运行，此时低压缸处于小容积流量工况，叶片会发生鼓风发热、材料软化的风险，导致叶片的固有频率降低。此外，长期运行的低压末端级叶片，会在叶片进汽边顶部产生水蚀。如果叶片长期处于低负荷工况，那么叶片底部出汽边也会有水蚀现象。这些都会导致叶片固有频率发生变化，如果水蚀比较严重，即使并未影响到叶片静强度，叶片共振带来的疲劳断裂还是非常危险的。通过对叶片的同步振动进行在线监测，分析低压长叶片固有频率的变化趋势，进而评估叶片运行的安全性。当叶片的共振频率落在偏周波范围内，说明叶片可能由于水蚀，温升或者异常情况改变了其固有频率，必须提出预警并安排检查是否需要更换叶片。

（2）异步振动监测

除去同步振动的风险，低压端叶片还存在异步振动的风险。在低负荷的小容积流量工况下，由于汽流扰动比较大，会激振起叶片的异步振动，振幅远超叶片的常规振动，动应力急剧增加，大幅剧烈振动会使叶片在短时间内断裂，破坏性极大。由于在长期运行过程中，叶片的振动特性并不是一成不变的，支撑松弛、侵蚀腐蚀、水蚀、温度变化，都会导致异步振动动应力随着工况发生飘移。在BHMS控制系统中，可清楚的测得某只叶片小容积流量工况和动应力的关系。

在汽轮机组变工况、调峰运行期间，叶片健康监测系统实时监测低压长叶片的振动信息，一旦落入危险颤振区域，则报警提示需要避开，在该区域累计运行300分钟后检查叶片，同时能够长期监测叶片寿命损耗。由于异步振动受到的干扰因素太多，应用叶片健康监测系统实时监测，一旦出现异步振动，只需要改变低压缸进口或者出口的参数，就可以规避振动风险。

（3）叶顶间隙监测

通常来讲，低压内缸和末级叶片顶部的径向间隙在5-10mm。机组运行时，叶片健康监测系统测量每一只叶片到内缸壁的间隙，当间隙绝对值小于限定值时，提供预警；当同一只叶片的间隙值变化量达到一定值时，提供预警。通过对叶顶间隙的实时监测进而起到避免深度调峰过程中出现动静碰磨的功能。

5.5 高温部件设备寿命监测系统

深度调峰状态下，实际参数与设计值间的偏差以及参数的大幅波动。一方面可能造成机组寿命的“未充分利用”，导致资源的浪费，另一方面也可

能会造成机组寿命的“过度使用”，由此会导致部件寿命的提前终止，带来安全隐患。因此，进行关键部件的热应力低周疲劳与高温蠕变损伤寿命消耗的实时在线监测，并根据分析计算结果和寿命损耗情况，优化机组现有运行方式，制定后续运行及检修计划，是保证机组安全和优化灵活经济运行性能的重要手段。高温热部件寿命监测模块，通过实时在线监测、记录关键热部件，如阀门、汽缸、转子关键区域处的热应力载荷谱，并经过相关寿命计算程序对其寿命损耗情况进行分析计算及反馈。通过该套寿命在线监测系统，可完成对实际运行过程的分析和评估，制定优化启动策略，指导机组的启停、变工况、快速深度调峰运行、低负荷灵活运行，优化机组的经济性、安全性和灵活性指标。通过分析计算结果和寿命损耗情况，挖掘机组灵活、优化运行潜能，辅助制定机组现行和后续的运行方案，是保证机组运行安全、提高灵活运行性能的重要手段。

5.6 深调工况疏水控制系统优化

在深调工况(20%负荷)时，汽轮机组需长期低负荷运行，汽机本体部分可能会有凝结水产生。此时若不打开疏水阀，汽机将有进水的安全风险，若打开疏水阀，将影响机组运行经济性。为避免这种长期持续而非必要的疏水对机组经济性的影响，增加疏水液位控制系统及设备，实现根据凝结水水量来控制的可控疏水系统，在增加机组经济性的同时保证机组的安全性和灵活性。深调工况疏水控制系统方案图如图6-3所示。

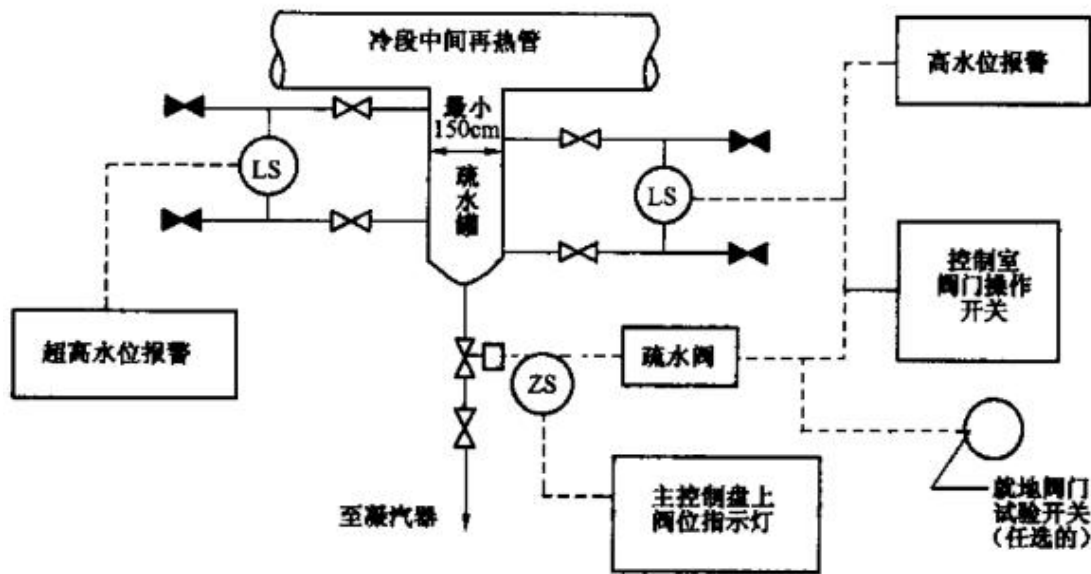


图6-3 疏水方案系统图

5.7 深调工况蒸汽阀门门杆漏汽系统优化

在深调工况(20%负荷)时，长期低负荷运行可以导致蒸汽阀门阀杆漏汽量增加，如保留原去汽封供汽母管设计，深度调峰时经济性和安全性不再合适。蒸汽阀门门杆漏汽参数高、蒸汽品质好，为此设计新型汽封冷却器，实现蒸汽阀门门杆漏汽的回收利用，减小低负荷时候泄漏量，提高经济性。

5.8 深调工况汽封供汽系统优化

汽封系统图如图6-4示。在深调工况(20%负荷)时，由于进汽量小，低负荷运行汽封系统不能满足自密封。为实现汽封系统安全稳定运行，需要长期的辅助蒸汽供汽，辅助蒸汽汽源的选择关系着机组的经济性与稳定性。根据汽封供漏汽系统核算，设计经济性较高的低负荷运行的长期辅助供汽汽源，保证汽轮机在低负荷状态下汽封系统正常运行。

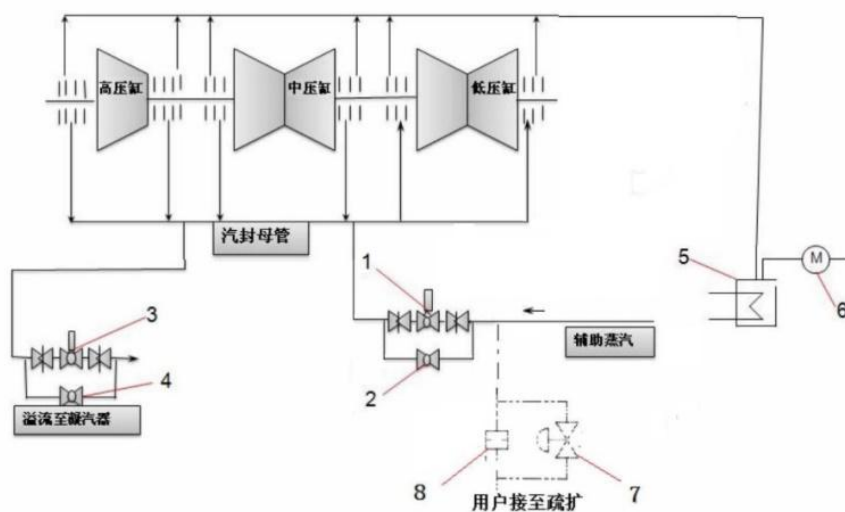


图6-4 汽封系统图

5.9 适应深度调峰的温度裕度和X准则

目前机组内置的温度裕度准则及X准则均是在正常启动条件下进行设计分析得到的。新的调峰及低负荷运行模式下，必然会影响机组的总体寿命。需要基于细致的启停、变负荷模式及寿命分配进行综合分析，修改温变速率控制曲线，以满足启停、变负荷的经济性和30年总体寿命操作要求。

5.10 优化配汽结构，适应深度调峰

深调时，锅炉侧不能快速降蒸汽参数，需要通过汽机主调门或再热调门进行节流调节，减小进汽量。在额定蒸汽参数下，大口径调节汽门需较大程度的节流阀门才能使得机组负荷降的很低。这时阀门前后压损大，阀门控制精度差，影响机组低负荷运行性能。为了保障汽轮机组在深度调峰过程中的精准控制及运行经济性，将优化配汽结构，适应深度调峰。

5.11 汽水系统及辅机优化方案

为使整个机组适应低负荷长期运行，除对汽轮机改造外，还需要对部分汽水系统及辅机进行优化。各系统优化情况分析如下：

1) 主汽、再热蒸汽及抽汽系统

在深调工况(20%负荷)时,汽轮机组需长期低负荷运行,再热冷段可能会有疏水产生。此时若不打开疏水阀,汽机将有进水的安全风险,若打开疏水阀,将影响机组运行经济性。为避免这种长期持续而非必要的疏水对机组经济性的影响,再热冷段增加自动疏水器,实现根据凝结水水量来控制的可控疏水系统,在增加机组经济性的同时保证机组的安全性和灵活性。

在低负荷时四段抽汽压力较低,给水泵汽轮机汽源需要从冷再热蒸汽来,低负荷时在保证锅炉再热器不超温的情况下可在冷段上为给水泵汽轮机供汽。

2) 抽汽系统

在深调工况(20%负荷)时,高压加热器正常运行,低压加热器切除。

汽轮机组需长期低负荷运行,抽汽管道可能会有疏水产生。此时若不打开疏水阀,汽机将有进水的安全风险,若打开疏水阀,将影响机组运行经济性。为避免这种长期持续而非必要的疏水对机组经济性的影响,抽汽管道建议增加自动疏水器,实现根据凝结水水量来控制的可控疏水系统,在增加机组经济性的同时保证机组的安全性和灵活性。

3) 辅助蒸汽系统

在低负荷时,机组4段抽汽不能再为辅助蒸汽提供汽源,冷段可为辅汽提供汽源。冷段同时为给水泵汽轮机和辅助蒸汽提供汽源。

汽机轴封系统在深调工况(20%负荷)时,由于进汽量小,低负荷运行汽封系统不能满足自密封工况。为实现汽封系统安全稳定运行,需要长期的辅助蒸汽供汽。

4) 给水系统

本工程由于采用的是100%汽泵,低负荷运行由于汽源切换及汽源参数

的变化可能会造成汽泵进汽压力的大幅波动、转速波动及给水流量波动，从而威胁机组运行安全。因此，需要给水泵汽轮机厂对小机的运行工况进行复核、对小机的控制逻辑进行调整。

深度调峰过程中随着负荷的降低，四抽压力以及给水流量也在不断的降低，而机组为了保护锅炉一般都设置了给水流量低保护，多厂在深度调峰期间已发生因运行人员操作不当造成机组跳闸，因此深度调峰期间给水调整建议：

(1) 深度调峰过程中，若机组负荷小于给水泵汽机允许四抽供汽要求，小机汽源应切换至再热冷段，切汽源过程尽快在负荷高时进行，并严密注意检查小机进汽调门动作正常，小机转速、流量稳定，要做好备用联启的准备，防止冷段、四抽在切换过程中串汽造成小机不出力导致给水流量低保护动作。

(2) 深度调峰过程中当给水泵流量接近给水泵最小流量阀开启值时应严密监视最小流量阀动作情况，有项目已发生多次因汽泵最小流量阀偷开造成给水流量波动引起机组跳闸，因此当给水泵流量接近给水泵最小流量阀开启值时应严密监视，必要时可提前开启给水泵最小流量阀至固定开度，已达到稳定给水的目的。同时本工程现阶段推荐给水系统设置双路给水再循环系统。

(3) 机组在20%和25%负荷下运行时，应开启给水泵再循环运行。给水泵开启再循环后，可以稳定运行，小汽机厂反馈排汽温度较高，存在鼓风、振动等风险性，不建议在此工况下长期运行。

5) 凝结水系统

机组在20%和25%负荷下运行时，凝结水量流量不仅需要满足凝泵最小流量，因此在凝结水系统设计时，应使凝泵具有足够的低负荷运行能力。

6) 加热器疏水系统

机组在20%和25%负荷下运行时，高加正常投运，高加疏水正常运行，如果调节阀偏离运行工况或其他原因，导致正常疏水无法运行，可以部分开启事故疏水阀，保证加热器正常运行。机组在20%和25%负荷下运行时，低压加热器不投运，低加疏水不运行。

6 柔性调峰(熔盐储热调峰)方案

6.1 基本思路

柔性调峰的主要原则是本着提高锅炉效率，减小低负荷对锅炉寿命影响的原则下尽量提高机组调峰的灵活性。其基本思路是在机组需要深调时，维持锅炉在其设计的最低稳燃负荷（20%THA）之上，通过减少进入汽轮机的进汽量实现汽轮机组的出力降低。柔性调峰的优势是在深度调峰阶段，锅炉负荷较高，能保持较高的燃烧效率，利用汽轮机本体的负荷调整空间实现深度调峰，方案的整体效率较高。此外，锅炉和汽轮机的负荷差使得在深调阶段可以储存部分热量，这部分热量可以在机组处于非深调阶段时再返回机组，进一步提高机组的效率，提高经济性。

结合新型电力系统对火电的新角色赋予，熔盐储能在火电深调和超发方面都将发挥良好的调节作用。

针对电力系统对火电机组的深调需求，配置熔盐储能系统可实现锅炉和汽轮机组的解耦运行，在机组需要深调时段，从锅炉出口抽出部分蒸汽与熔盐换热，将热量暂时储存与熔盐中，实现机组的进汽量减少，机组出力降低，在新能源大发时段给新能源让出容量通道；在非深调时段将熔盐热量以热能的形式返回机组，提高机组效率。根据本工程的边界条件，按照锅炉20%THA负荷对应汽轮机15%THA负荷出力配置熔盐储能系统，能够

有效提升火电机组深调能力。

在电力系统中配置熔盐储能，可以增加火电机组的调峰范围，提高电力系统对波动性的适应能力，在新能源大量接入系统后保障系统安全。

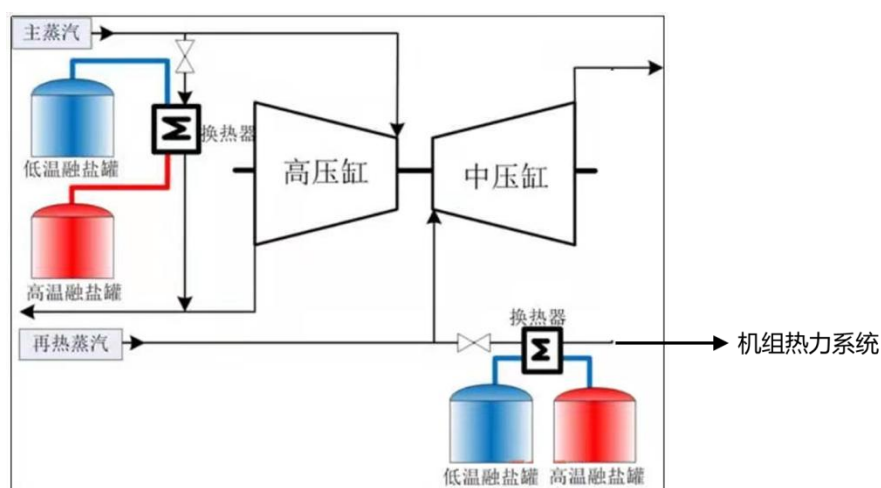


图4.1.1 熔盐储热流程图

针对本项目边界条件，为提高机组调峰的灵活性，并本着提高锅炉效率减小低负荷对锅炉寿命影响的原则，制定的深度调峰总体方案思路为：在机组需要调峰时段，将蒸汽从机组引出，以热能的形式存储在熔盐中；在机组不需要深调时段，利用熔盐加热给水/蒸汽，将热量返回机组。方案如下：

1) 机组在需要深度调峰的时段，维持锅炉在最低稳燃负荷（20%THA），从过热器出口的主蒸汽管道中引出部分主蒸汽进入储热系统，减少进入汽轮机的主蒸汽量；将部分热量以熔盐热能的形式存储，换热后的蒸汽与汽轮机高压缸排汽混合进入锅炉再热；

2) 同时从锅炉再热器出口的再热蒸汽管道中引出部分再热蒸汽进入储热系统，减少进入汽轮机的再热蒸汽量；将部分热量以熔盐热能的形式存储，换热后的蒸汽一部分进入除氧器，替代低压加热器，一部分返回汽轮

机低压缸；剩余部分可作为给水泵汽轮机供汽或辅汽；

3) 通过减少进入汽轮机的主蒸汽和再热蒸汽量，降低汽轮机出力，实现机组降低负荷。通过控制引出蒸汽的流量，可以将机组出力降低至15%额定负荷。

4) 机组在非深度调峰的时段（负荷为35%-85%额定负荷），维持锅炉在一定负荷，从回热系统引出部分高压给水进入储热系统，将部分储存在熔盐中的热量以加热给水的形式送回机组热力系统，换热后的给水进入锅炉省煤器；

5) 同时将全部低压缸排汽引出至储热系统，将部分储存在熔盐中的热量以加热冷再热蒸汽的形式送回机组热力系统，换热后的蒸汽进入锅炉再热；

6) 通过提高给水和冷再热蒸汽的温度，在锅炉蒸发量不变的条件下提高汽轮机出力，实现机组煤耗降低。

6.2 方案简介

根据上述原则及锅炉和汽轮机协议的边界条件，搭建了本项目的全厂系统，经计算，在深度调峰阶段，维持锅炉在20%THA工况下运行，通过从主蒸汽和再热蒸汽管道上抽取部分蒸汽进入储热系统，可以实现机组负荷降低至15%。储热系统所储存的热量在机组非深调时段可以通过加热给水和冷再的方式送回机组。如下图分别是储热和放热阶段搭建的全厂热力系统模型。

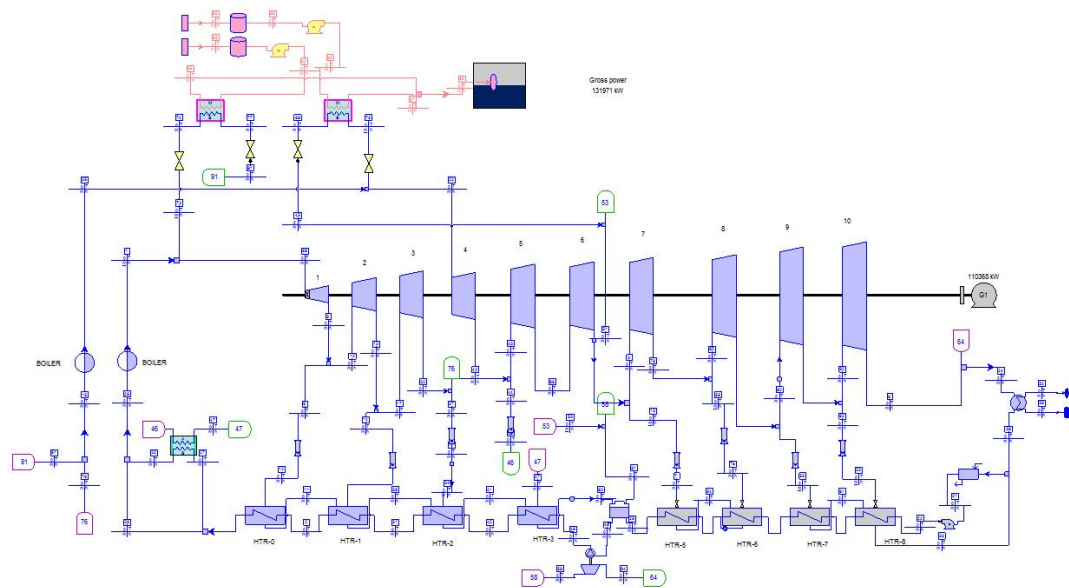


图6.2.1 储热阶段全厂热力系统

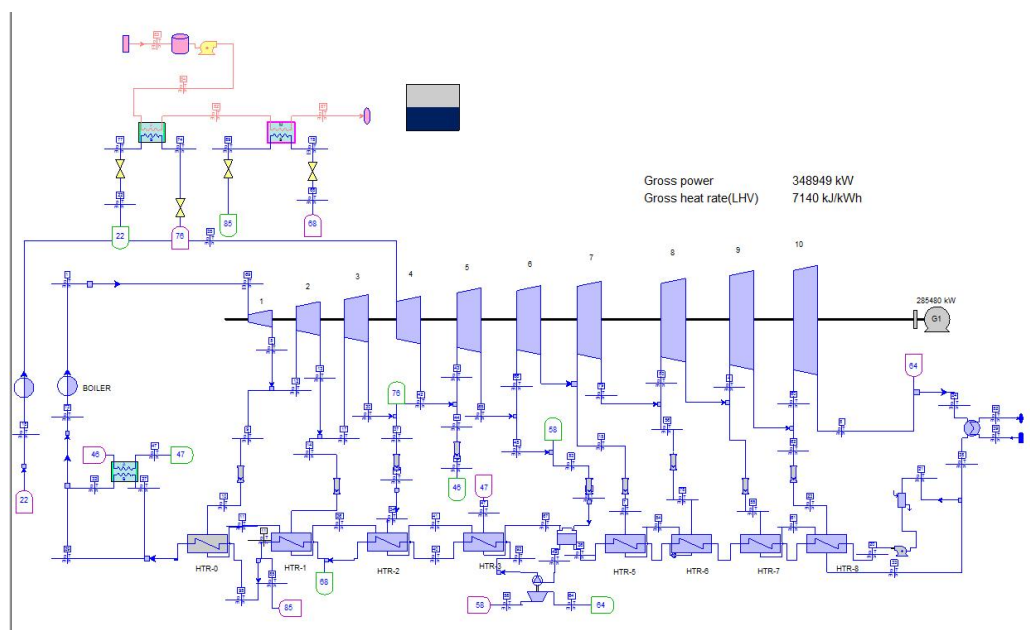


图6.2.2 储放热阶段全厂热力系统

根据上述优化计算，机组在深调阶段储热，从过热器出口的主蒸汽管道中引出部分主蒸汽进入蒸汽-熔盐换热器与熔盐换热，换热后的蒸汽与机组高压缸排汽混合，换热后的热熔盐返回热熔盐储罐。同时从锅炉再热器出口的再热蒸汽管道中引出部分再热蒸汽进入蒸汽-熔盐换热器与熔盐换热，换热后的蒸汽一部分进入除氧器，替代低压加热器，一部分返回汽轮

机低压缸；剩余部分可作为给水泵汽轮机供汽或辅汽，换热后的热熔盐返回热熔盐储罐。

机组在非深调阶段放热，从回热系统引出部分高压给水进入给水-熔盐换热器，换热后的给水进入锅炉省煤器，换热后的熔盐继续进入蒸汽-熔盐换热器，与冷再热蒸汽换热，换热后的冷熔盐返回冷熔盐储罐。

根据初步计算和规划，本方案储热系统占地大小约70x30m，包括熔盐储罐和换热器。由于熔盐储罐和换热器设备可灵活设置，可根据项目场地条件将储罐和换热器集中或分离布置。

7 提升火电灵活性的方式对比

刚性调峰的特点如下：1）技术相对成熟，国内已有电站采用；2）系统相对简单，设备占地小；3）方案造价相对较低；4）系统运行方式。

柔性调峰的特点如下：1）技术相对复杂，目前国内虽有在建设的柔性调峰电站，但暂未有已建成的；2）效率较高，但由于方案需要增加储热模块（包括换热器和熔盐储罐等），系统相对复杂，需要较大的占地面积摆放储热模块；3）方案造价较高；4）系统运行相对复杂。

8 结论

本工程结合国内外现状及本工程特点，机组深度调峰目标负荷暂确定为20%THA采用刚性调峰技术。