

ICS 27.60.01

K52

T/CEEMA

中国电力设备管理协会标准

T/CEEMA—003—2022

煤电机组锅炉节能、供热和灵活性改造 技术导则

Technical guide for energy conservation, heating, flexibility retrofits of
coal-fired power boilers

2022-**-**发布

2022-**-**实施

中国电力设备管理协会 发布

目 次

目 次	I
前 言	II
煤电机组锅炉节能、供热、灵活性改造技术导则	3
1 范围	3
2 规范性引用文件	3
3 术语和定义	3
4 总则	4
5 锅炉技术措施	5

前 言

本导则按照GB/T 1.1-2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》、国家发展改革委、国家能源局印发《全国煤电机组改造升级实施方案》等标准规范起草。

本导则主要规范了以下内容：

煤电机组锅炉节能、供热、灵活性改造相关术语和定义。

煤电机组锅炉节能、供热、灵活性改造的总体和具体要求。

本导则由中国电力设备管理协会提出。本导则的发布机构不承担识别专利的责任。

本导则由中国电力设备管理协会归口和解释。

本导则主要起草单位、编审人员：

中国东方电气集团有限公司：冉燊铭、鲁佳易、李小荣、王婷、任燕丽、杨章宁、李小兵

中国电力设备管理协会：刘斯颀、赵毅、陈继录、刘迪

本导则主要参编单位及人员：

哈尔滨电气集团有限公司：宋宝军、王永杰、殷亚宁、王禹朋、张峥舜

上海电气集团股份有限公司：张建文、郭琴琴、陈初

西安热工研究院有限公司：高海东、金国强、田爽

本导则其他参编单位：中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、华电电力科学院有限公司、国家电力投资集团有限公司、国家能源集团有限公司、华润电力控股公司。

本导则在执行中若有意见和建议，请反馈至中国电力设备管理协会标准化管理办公室，电子邮箱：
emiunted@163.com。

煤电机组锅炉节能、供热、灵活性改造技术导则

1 范围

本导则规定了煤电机组锅炉节能、供热、灵活性改造的基本技术要求。

本导则适用于300MW等级及以上煤电机组锅炉节能、供热、灵活性改造的术语定义，改造方法对锅炉的技术要求，其它煤电机组可参照执行。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成本导则必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本导则；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本导则。

GB/T 1.1-2020 标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则
 GB/T 10184 电站锅炉性能试验规程
 GB/T 21509-2008 燃煤烟气脱硝技术装备
 DL/T 466-2017 电站磨煤机及制粉系统选型导则
 DL/T 5145-2012 火力发电厂制粉系统设计计算技术规定
 DL/T 467-2019 电站磨煤机及制粉系统性能试验
 DL/T 655 火力发电厂锅炉炉膛安全监控系统验收测试规程
 DL/T 750 回转式空气预热器运行维护规程
 DL/T 831-2015 大容量煤粉燃烧锅炉炉膛选型导则
 NB/T 10127-2018 大型煤粉锅炉炉膛及燃烧器性能设计规范
 T/SDPEA 0009—2018 燃煤发电机组深度调峰能力试验导则
 TSG 11-2020 锅炉安全技术规程

3 术语和定义

GB/T 22080、GB/T 22081、GB/T 25069、DL/T893-2004界定以及下列术语和定义适用于本导则。

3.1

深度调峰 deep peak load regulation

发电机组深度调峰是受电网负荷峰谷差较大影响而导致发电机机组降出力、超过基本调峰范围进行调峰的一种运行方式。

3.2

锅炉最低稳燃负荷 boiler minimum stable load without auxiliary fuel support

锅炉不投辅助燃料助燃而能长期连续稳定运行的最低负荷。

3.3

快速变负荷 rapid load variation

快速变负荷是指发电机组出力快速地变化。

3.4

亚临界锅炉 sub-critical boiler

出口蒸汽压力低于但接近临界压力，在我国一般为16.7MPa。

3.5

自然循环 natural circulation

依靠下降管中的水和炉内上升管中汽水混合物之间的密度差和重位高度产生的压差推动水循环。

3.6

直流锅炉 once-through boiler

受给水泵压头的作用，工质按顺序一次通过加热段、蒸发段和过热段等受热面而产生额定参数蒸汽的锅炉。

3.7

水循环 water circulation

锅水在回路中的循环波动。

3.8

锅炉水动力计算 hydrodynamic calculation for boilers

根据锅炉热力计算所得的数据和锅炉受热面管件的结构性特性，确定锅炉受热管内水动力特性、流动阻力和水动力可靠性校核的计算。

4 总则

4.1 目的

通过煤电机组节能降耗、供热、灵活性改造，进一步提升煤电机组清洁高效灵活性水平，促进电力行业清洁低碳转型，助力全国碳达峰、碳中和目标如期实现。

开展煤电机组供热改造，全力拓展集中式供热需求，推动具备条件的纯凝机组开展热电联产改造，优化已投产热电联产机组运行。

加快实施煤电机组灵活性改造，现役机组灵活性改造应改尽改。

4.2 锅炉现状

国内上世纪末、本世纪初投运的亚临界燃煤机组，由于受当时技术条件限制，投运时间长，运行条件变化等诸多因素影响，机组供电煤耗普遍较高，有被淘汰风险，生存压力大。根据中电联 2020 年火电机组能效水平对标报告，300MW 亚临界燃煤机组全国平均供电煤耗为 322.79 克标准煤/千瓦时，600MW 亚临界燃煤机组全国平均供电煤耗为 314.19 克标准煤/千瓦时，目前国内在役未改造超临界等级机组普遍锅炉效率略低，机组供电煤耗略高，均距离《全国煤电机组改造升级实施方案》的要求有较大差距，因此，采用最新技术对火电机组进行技术改造，降低机组煤耗，实现节能降耗，提高机组经济性具有重要现实意义。

5 锅炉技术措施

5.1 节能改造

5.1.1 节能降耗措施

锅炉侧影响机组煤耗的主要因素在于锅炉蒸汽参数和锅炉效率两个方面，因此锅炉节能降耗措施主要在于：

a) 提升锅炉参数，通过增加受热面及受热面材料升档等相应配套改造措施以进一步提高蒸汽品质，提高蒸汽在汽机中的做功能力。

b) 提升锅炉效率，通过改造措施以降低锅炉的各种损失、提高锅炉效率。

c) 降低锅炉辅机厂用电率，通过改造、运行优化措施以降低锅炉辅机（含环保设施）厂用电率。

5.1.1.1 提升参数

针对亚临界机组，按初参数升级，分别对于主机设备进行升级改造，主要有以下两种技术路线：

技术路线一：主汽压力不变，主、再热汽温分别提升至 $571^{\circ}\text{C}/569^{\circ}\text{C}$ 、 $605^{\circ}\text{C}/603^{\circ}\text{C}$ 或 $605^{\circ}\text{C}/623^{\circ}\text{C}$ 。

技术路线二：主汽压力提升至超临界压力，主、再热汽温分别提升至 $571^{\circ}\text{C}/569^{\circ}\text{C}$ 、 $605^{\circ}\text{C}/603^{\circ}\text{C}$ 或 $605^{\circ}\text{C}/623^{\circ}\text{C}$ 。

针对超临界机组，按初参数升级，分别对于主机设备进行升级改造，主要技术路线为：

技术路线一：主汽压力不变，主、再热汽温分别提升至 $605^{\circ}\text{C}/603^{\circ}\text{C}$ 、 $605^{\circ}\text{C}/623^{\circ}\text{C}$ 。

方案的选择主要是根据电厂的实际运行情况、燃料条件、设备维护和保养状况等确定，在主设备改造之外，可以通过系统优化、辅机改造等措施进一步降低能耗。

对原锅炉提升参数的安全性、适应性、可行性进行全面评估。对提升参数后的锅炉进行热力计算、水动力计算、燃烧计算、壁温计算、强度计算、汽水和烟风阻力计算、荷载计算等计算评估，确定“一厂一策、一机一策”的具体方案。

原则上应对过热器、再热面受热面进行流程再造，对部分受热面进行局部或整体更换，对相应的集箱、连接管道进行更换，对相应的阀门等配套件进行更换，对燃烧器、钢架、吊架等非受压件进行核算并相应改造。

表1 提升参数主要改造范围

项目	亚临界		超临界
	压力不变，升温度	升压升温	提升温度
锅筒	利旧	无	无
启动系统	无	新增	利旧
省煤器系统	利旧或可适应性改造	全新设计	利旧
水冷壁系统	配合燃烧器改造等部分更换	全新设计	配合燃烧器改造等部分更换
过热器系统	增加（更换）各级受热面，管道集箱部分适应性改造	全新设计	增加（更换）各级受热面，管道集箱部分适应性改造
再热器系统	增加（更换）各级受热面，管道集箱部分适应性改造	全新设计	增加（更换）各级受热面，管道集箱部分适应性改造
燃烧系统	燃烧器适应性改造，优化燃烧系统配风，实现最佳的燃尽性与低NO _x 排放的协调统一	全新设计，实现最佳的燃尽性与低NO _x 排放的协调统一	燃烧器适应性改造，优化燃烧系统配风，实现最佳的燃尽性与低NO _x 排放的协调统一
脱硝系统	利旧或适应性改造	利旧或适应性改造	利旧或适应性改造
预热器	利旧或适应性改造	利旧或适应性改造	利旧或适应性改造
钢结构	适应性改造	全新设计或适应性改造	适应性改造
土建	核算	核算	核算
烟风道	适应性改造	全新设计或适应性改造	局部改造
阀门	更换部分高温段阀门	全新设计	更换部分高温段阀门
支吊	更换部分支吊	全新设计	更换部分支吊

表2 提升参数主要改造范围（续）

项目	亚临界		超临界
	压力不变，升温度	升压升温	提升温度
四大管道	给水、冷再进口管道 利旧，更换高过、高再出口管道、高旁等	全新设计	给水、冷再进口管道 利旧，更换高过、高再出口管道、高旁等
磨煤机	利旧	粉管部分适应性改造	利旧
风机	利旧	利旧或适应性改造	利旧
给水泵	利旧	全新设计	利旧
其他汽水系统	更换部分高温段	全新设计	更换部分高温段

5.1.1.2 效率提升

锅炉侧提效一般首先考虑减少锅炉排烟损失、固体未完全燃烧损失，其次考虑气体未完全燃烧损失、散热损失、灰渣显热损失，以及降低厂用电、余热利用与机炉耦合等方面的措施。

表3 锅炉各项效率提升潜力

热损失项	措施	潜力	
		煤粉炉	循环流化床锅炉
排烟损失 q_2	降低过量空气系数 降低排烟温度	大	大
气体未完全燃烧损失 q_3	提高燃尽率	小 注1	小 注1
固体未完全燃烧损失 q_4	提高燃尽率	中 注1,2	中 注1,2
锅炉散热损失 q_5	保温材料和厚度	小	小 注3
灰渣显热损失 q_6	降低灰渣温度	小	大 注4
注1：与燃烧调整、风粉平衡有关。 注2：与燃料有关，反应性越差的煤潜力越大。 注3：针对循环流化床锅炉，可将旋风分离器及其出口烟道由绝热式改为蒸汽冷却式。 注4：针对循环流化床锅炉，燃料灰分越高，潜力越大。			

煤粉锅炉热损失主要由排烟热损失、未完全燃烧热损失、散热热损失组成，机组效率提升主要从以上三方面进行改造。

a) 降低排烟热损失

1) 增加省煤器或分级省煤器

根据具体工程的实际情况，增加省煤器面积，或结合深度调峰，采用分级省煤器等，降低排烟温度。

2) 预热器改造

对预热器换热元件更换性能更优的板型、受热面进行加高或者扩大直径提升换热性能，降低烟气阻力，同时通过对预热器进行漏风治理，降低排烟温度，提升锅炉效率。

3) 尾部烟气余热利用

采用空预器旁路烟气余热回收、锅炉排烟余热回收系统（低温省煤器、低温省煤器+暖风器、回转式耦合管式预热器、MGGH等）进行能量回收，提升机组效率。

b) 降低未完全燃烧热损失

采用先进燃烧器及配风系统，通过对燃烧系统、制粉系统进行改造及机组燃烧调整，并结合提高风粉混合物温度等手段，提高燃烧效率、降低飞灰含碳量，减少未完全燃烧热损失。

c) 降低散热热损失

通过对密封的治理，降低散热热损失。

5.2 供热改造

我国正加快推进大气污染防治，提高能源利用率，鼓励发展热电联产，提升煤电高效清洁发展水平。兼顾居民采暖的热电联产机组在我国北方地区装机占比已较高，结合工业园区用户需求优先对附近在役大容量机组实施供热改造同样符合产业政策。若与电锅炉、储热罐、熔盐储热等储能技术结合，实现热电解耦，可进一步释放供热机组灵活性，提高可再生能源消纳比例。

a) 从能级角度以及经济性考虑，抽汽项目的基本原则建议是“压力匹配，温度对口”；

b) 当抽汽点压力高于用汽需求时，可采用减压设备进行调节；当抽汽点压力低于用汽需求时，可采用压力匹配器进行调节；

c) 当抽汽点温度高于用汽需求时，可采用减温设备进行调节；当抽汽点温度低于用汽温度需求时，可采用炉内再热技术或抽汽再热（汽汽换热）技术进行调节；

d) 电厂需要考虑宽负荷运行抽汽时，可采用的措施有中联门参调和高低旁路改造。

e) 在主蒸汽抽汽和再热冷段抽汽，抽汽位于中压缸进汽前，导致锅炉再热汽吸热比例减小，可能导致再热器超温的抽汽改造，需要核算再热器的适应性，对锅炉再热器安全性进行评估，可采用再热器减温水系统增容、增设一级再热器减温水或进行受热面局部升级改造方案。

另外对于增加新蒸汽或利用旁路改造进行供热改造的机组，进行锅炉热力计算核算和受热面安全性评估，可采用增设受热面、增加汽温调节性能等改造方案。

5.3 灵活性改造

火电机组设计之初为带基本负荷运行，具备一定的调峰能力。近年来，随着电网结构调整，新能源比重上升，火电机组越来越频繁的承担调峰、启停等灵活运行任务。在灵活运行背景下，燃煤锅炉普遍暴露出以下问题：

- a) 低负荷运行时，炉内烟气温度大幅降低，燃烧稳定性差；
- b) 低负荷运行时，脱硝系统入口烟气温度偏低，脱硝设备投入困难，污染物排放难以控制；
- c) 低负荷运行时，锅炉设备的安全性、运行经济性、主要辅机适应性不容易保证。

5.3.1 灵活性改造的目标

深度调峰指机组适应电网负荷变化要求，当电网所需负荷降低至机组额定负荷20%~25%时，锅炉、汽机、电机及相关辅助设备（如脱硝设备、脱硫设备、电除尘设备）均可安全、可靠和稳定运行。

机组灵活性指火电机组具有快速响应电网负荷变化的能力，机组响应电网负荷变化时，参数正常，锅炉受热面不超温，且机组可安全、稳定可靠运行。且当锅炉燃料变化时，具有较强的燃料适应能力。

火电机组实施灵活性改造后，可消纳大量可再生清洁能源，结合各地调峰补贴、现货交易、碳排放权交易等能源政策，将创造较大的经济效益和社会效益。

5.3.2 灵活性对锅炉的影响

锅炉深度调峰运行时，存在着火稳定性差，锅炉容易熄火；锅炉快速调峰时烟气侧和工质侧流量偏差加大，受热面超温；脱硝入口烟温低，脱硝投入困难；空预器排烟温度低，空预器结露堵灰等问题。

影响锅炉调峰能力的主要因素：

a) 锅炉本体：快速变负荷工况厚壁元件寿命损耗问题；超低负荷工况炉内高温受热面壁温裕量问题；

超低负荷工况水冷壁水动力安全性问题；

b) 燃烧系统与制粉系统：超低负荷稳燃，双磨、单磨运行及之分系统优化等问题；

c) 脱硝投入装置：超低负荷工况下脱硝装置投入问题；

d) 送、引风机：超低负荷工况下风机喘振风险等问题；

e) 空预器：超低负荷工况下空预器堵灰、腐蚀问题；

f) 超低负荷工况吹灰等问题。

对于现有机组，控制系统的设计大部分未考虑深度调峰工况，适应性有待改善，主要存在监控不足、预警能力较差、基础逻辑限制、自动控制难以有效投入、功率振荡风险增加等问题。

5.3.3 锅炉灵活性改造措施

5.3.3.1 概述

a) 通过对运行数据分析、现场试验测试等方式，对机组进行调整优化，尤其是在深度调峰工况，在确保安全、经济、环保运行的条件下，通过对燃烧系统、制粉系统、热工控制系统等的现场试验，确定锅炉深度调峰负荷率下的最佳运行工况，在现有设备基础上进一步挖掘机组现有的深度调峰能力。

b) 燃烧灵活性改造：燃料灵活性改造实现不同燃料与燃煤锅炉的耦合发电，不同燃料主要包含：不同煤质、气体（高炉煤气、天然气、沼气等）、生物质（秸秆、稻壳、木屑、树皮等）、城市垃圾、城市污泥等。

c) 锅炉本体灵活性改造：目的是提高锅炉的低负荷稳燃能力，降低锅炉最低稳燃负荷，其主要改造包括低负荷稳燃能力改造、受热面安全性提升、空预器改造、宽负荷脱硝的改造、热工控制系统优化等。

5.3.3.2 提高低负荷稳燃能力措施

锅炉最低负荷稳燃能力，受到煤质挥发份、水份、灰份、煤粉细度、煤粉均匀性、燃烧器类型、配风等因素的影响。燃烧器着火依赖燃烧器区域炉膛的温度水平高低，炉膛温度水平越高，着火也就越容易，稳燃负荷也就越低。在低负荷条件下，由于火焰热量迅速扩散，火焰温度急剧衰减，负荷低于30%着火稳火就非常困难。为了适应深度调峰条件下提高低负荷稳燃能力，需对制粉系统、燃烧系统进行相应改造，提高燃烧器稳燃能力，降低最低稳燃负荷。

5.3.3.2.1 燃料

煤粉锅炉低负荷稳燃，受到锅炉容量、煤质成份的影响很大，特别是煤质中干燥无灰基挥发份，是影响煤粉着火稳定性的关键。300MW~1000MW锅炉目标最低稳燃负荷：

表4 深度调峰时不投油稳燃负荷的性能评估

着火稳定性指数 R_w	V_{daf} /%	着火稳定性 指数 R_w 细分	不投油稳燃负荷 % BMCR	
			300MW	\geq 600MW
$R_w \geq 5.59$	$V_{daf} \geq 37.0$	I	20	15
$5.00 \leq R_w < 5.59$	$30.0 \leq V_{daf} < 37.0$	II	25	20
	$26 \leq V_{daf} < 30.0$	IV	30	25
$4.67 \leq R_w < 5.00$	$20.0 \leq V_{daf} < 26.0$	V	35	30
$4.02 \leq R_w < 4.67$	$15 \leq V_{daf} < 20.0$	VI	40	35
	$12.0 \leq V_{daf} < 15.0$	VII	45	40
	$8.0 \leq V_{daf} < 12.0$	VIII	50	45
$R_w < 4.02$	$V_{daf} < 8.0$	IX	55	50

说明：

表4中，深度调峰时不投油稳燃负荷的性能评估需要满足以下条件：

- 1) 一般采用2台磨煤机带低负荷。对于极难着火煤种和部分难着火煤种，不投油稳燃负荷较高，通常大于40%BMCR，这时需要超过2台磨煤机带低负荷。
- 2) 燃用煤种需要同时满足收到基灰分 $A_{ar} \leq 30.0\%$ ，收到基水分 $M_{ar} \leq 30.0\%$ ，且 $(A_{ar} + M_{ar}) \leq 45.0\%$ 的煤种。

当燃用的煤种的收到基灰分 $A_{ar} > 30.0\%$ ，或收到基水分 $M_{ar} > 30.0\%$ ，或 $(A_{ar} + M_{ar}) > 45.0\%$ 时，需根据设计煤种的工业分析的数据，对着火稳定性指数 R_w 进行修正，修正原则见表5。

表 5 深度调峰时不投油稳燃负荷的性能评估煤质修正

工业分析	着火稳定性指数 R_w 修正
收到基灰分 A_{ar} 为 $30.0\% < A_{ar} \leq 35.0\%$ ，或收到基水分 M_{ar} 为 $30.0\% < M_{ar} \leq 35.0\%$ 的煤种，或 $45.0\% < (A_{ar} + M_{ar}) \leq 50.0\%$	降低 1 级，比如，从 I 降低到 II 级。
收到基灰分 A_{ar} 为 $35.0\% < A_{ar} \leq 40.0\%$ ，或收到基水分 M_{ar} 为 $35.0\% < M_{ar} \leq 40.0\%$ 的煤种，或 $50.0\% < (A_{ar} + M_{ar}) \leq 55.0\%$	降低 2 级，比如，从 I 降低到 III 级。
收到基灰分 A_{ar} 为 $40.0\% < A_{ar} \leq 45.0\%$ ，或收到基水分 M_{ar} 为 $40.0\% < M_{ar} \leq 45.0\%$ 的煤种，或 $55\% < (A_{ar} + M_{ar}) \leq 60\%$	降低 3 级，比如，从 I 降低到 IV 级。
收到基灰分 A_{ar} 为 $45\% < A_{ar} \leq 50\%$ ，或收到基水分 M_{ar} 为 $45\% < M_{ar} \leq 50\%$ 的煤种，或 $60\% < (A_{ar} + M_{ar}) \leq 65\%$	降低 5 级，比如，从 I 降低到 VI 级。
收到基灰分 $A_{ar} > 50.0\%$ ，或收到基水分 $M_{ar} > 50\%$ 的煤种，或 $A_{ar} + M_{ar} > 65.0\%$	降低 6 级，比如，从 I 降低到 VII 级。

现有机组实现深度调峰低负荷稳燃，燃料方面可考虑以下措施：

更换煤质，借鉴深度调峰技术经验，当电厂需要深度调峰时，采用深度调峰专用高挥发份燃料，采用低负荷调峰专用燃烧器喷口，实现锅炉低负荷稳燃。

利用已有煤质，通过制粉系统改造、燃烧器改造，在现有设备基础上，可进一步降低锅炉最低稳燃负荷，实现深度调峰低负荷稳燃。

5.3.3.2.2 提高低负荷稳燃能力措施

受燃煤供应等影响，电厂往往不能燃用期望的高挥发份烟煤。因此，更多的是针对实际燃用煤质，通过技术改造，提高锅炉低负荷稳燃能力，达到深度调峰目的。

锅炉最低稳燃负荷除受煤质挥发份影响外，还受到锅炉煤细度、煤粉均匀性、煤粉着火浓度等多种因素影响。

在煤质确定的情况下，提高煤粉稳燃能力的措施有：

提高煤粉细度及煤粉均匀性。

煤粉细度和均匀性直接影响煤粉着火和燃尽，煤粉越细，均匀性越好，稳燃能力也就越好。

a) 低负荷助燃及监控

单台磨运行带一层燃烧器，需采取特殊方法加强燃烧器稳燃能力(微油、等离子、富氧)，稳燃效果好，但改造成本及运行成本相对较高；两台磨运行每台磨带一层燃烧器，单台磨负荷率过低，风煤比难以控制，同样需要采取特殊的方法强化稳燃。

制粉系统可采取设置动态分离器、风粉在线可调系统、磨煤机变频等技术手段，提高低负荷下煤粉细度、均匀性，提高低负荷下磨煤机出口煤粉浓度等，通过制粉系统与燃烧系统的匹配，增强低负荷状态下的煤粉燃烧稳定性，提高锅炉低负荷下稳燃能力。

b) 提高燃烧器稳燃措施

锅炉在20%~25%超低负荷时，提高一次风煤粉浓度，降低煤粉气流着火热，均有利于煤粉着火及燃烧稳定。因此，建议超低负荷运行时，减少磨煤机投运台数，有利于燃烧器喷口热负荷集中，并且有较高的煤粉浓度。若投运磨煤机台数过多，将造成一次风风率增大，煤粉浓度下降，不利于稳燃。

超低负荷工况下，燃烧器稳燃问题，需采取特殊方法加强燃烧器稳燃能力：

c) 超低负荷下稳燃燃烧器

1) 采用新型超低负荷稳燃燃烧器，通过技术手段实现高烟温、高煤粉浓度、高氧浓度梯度，共同实现超低负荷稳燃。对于不同类型的燃烧器，提高最低稳燃负荷的措施有所不同。

对于直流燃烧系统，当调峰幅度中等要求时，采用着火能力强的浓淡燃烧器，提升煤粉浓度，降低稳燃负荷；当调峰要求更高时，可采用外置式煤粉浓淡分离装置及稳燃型喷嘴，或采用专用的低负荷稳燃燃烧器。对于旋流燃烧系统，采用强化着火的旋流燃烧器，或采用外置分离技术等，提升稳燃能力。

2) 增设小功率燃烧器

增设小功率的燃烧器，可增设小功率磨煤机或通过分离及其它手段获得纯煤粉，在低负荷时投运该系统，通过低负荷状态下该燃烧器的自稳能力，提供持续稳定的热量给其它常规燃烧器，达到低负荷稳燃的目的。

3) 助燃燃烧器技术

采用特殊助燃技术加强燃烧稳燃能力，可采用的技术手段：微油点火燃烧器助燃；等离子点火燃烧器助燃；富氧微油或富氧等离子点火燃烧器助燃；掺烧气体稳燃等。

5.3.3.2.3 消除影响稳燃的外部因素

锅炉机组深度调峰时，水平烟道区域烟速降低，过低的烟速无法带走沉积在水平烟道区域的积灰，特别是燃用高灰份煤质锅炉，积灰高度甚至达1m以上。当炉膛负压波动时，很可能出现水平烟道垮灰，造成炉膛负压波动，燃烧器灭火。由于深度调峰负荷时，炉膛燃烧稳定性远低于高负荷，为了消除水平烟道垮灰对锅炉燃烧稳定性影响，设置水平烟道吹灰装置，消除其影响。

5.3.3.3 低负荷下受热面安全措施

机组深度调峰时，由于负荷工况长期偏离设计工况，烟气侧和工质侧偏差将远大于额定工况。需核算水冷壁管间偏差、核算水循环安全性、增设必要的壁温测点等措施保障锅炉机组灵活性改造后的水动

力安全。锅炉深度调峰时，锅炉产汽量小，过热器受热面冷却差，屏式过热器、后屏过热器、高温过热器和高温再热器可能出现局部温度超过氧化温度的超温情况。长期局部超温可能造成受热面材料老化，进而影响机组安全可靠稳定运行。

为了适应低负荷下上述受热面的安全性，需采取以下措施：

5.3.3.3.1 水动力核算

锅炉水动力安全是深度调峰需要关注的问题之一。对于直流锅炉的水动力安全性问题，由于水冷壁中工质流量与锅炉蒸发量一致，水冷壁冷却能力随负荷降低而下降。虽然低负荷时炉膛热负荷也相应降低，但是一旦燃烧侧与工质侧的耦合不匹配，就容易出现超温现象。如锅炉水动力特性较差，受低负荷下管内流量分配不均的影响，并联的各管流量出现非周期性的增大或减少，导致蒸发点波动，引发金属的疲劳破坏；此外，锅炉水动力特性不稳定，将导致管子出口工质的状态参数不同，有些出口为单相水或汽水混合物，有的是过热蒸汽，易引发管子过热损坏。

当深度调峰运行负荷位于20%BMCR~30%BMCR区间时，超临界锅炉将面临干湿态转换的问题。随着负荷的降低，蒸汽量小于水冷壁中工质流量时，多余的饱和水通过汽水分离器液位控制系统排出，系统由干态运行转为湿态。干态与湿态间转换时，机组控制信号在干态时的汽温控制与湿态时的液位控制之间来回转换。转态中调整过程复杂，主要涉及储水罐水位的控制、给水泵出力的调整及制粉系统等的调整，基本上采用手动方式完成干湿态转换。该过程中系统扰动剧烈，如果运行人员操作不及时，容易出现主汽温和主汽压波动，造成受热面超温等问题。故一般建议超临界火电机组灵活性运行应保证干态运行，避免频繁干湿态转换。

机组深度调峰到30%以下负荷运行时，大部分直流炉已转湿态运行，而国内投运的350MW超临界CFB锅炉基本均未设置BCP系统，频繁的干湿态转换将带来大量的工质和热量损失，降低了机组的经济性，增设BCP系统很有必要。另一方面，对于未带BCP系统的锅炉，启动阶段给水温度低，炉内产汽量少，炉内过热和再热蒸汽流量小，当机组深度调峰快速切换到高负荷运行，将带来炉膛热负荷急剧升高，炉内中过、高过和高再出现壁温急剧升温甚至超温现象。对于要参与深度调峰的超临界机组，建议增设BCP循环系统

对于超（超）临界直流炉，灵活性改造纯凝工况最小发电出力达到30%额定负荷以下时，对螺旋管圈光管水冷壁，需考虑采用水冷壁中间混合集箱系统或更换为内螺纹管。

为确保深度调峰负荷下水冷壁的安全性，对锅炉低负荷工况水冷壁水动力进行核算，评估锅炉运行的安全性。

5.3.3.3.2 壁温核算

在机组启停、变负荷运行及持续载荷作用过程中，运行于蠕变温度范围内的锅炉主要厚壁承压部件承受着恒定与交变的机械应力和热应力的作用，使其产生疲劳寿命损耗和蠕变寿命损耗，且在产生疲劳寿命损耗的同时会加大蠕变损伤程度，而蠕变损耗的存在又会在疲劳损耗过程中促进损耗的进一步扩

大，即疲劳损耗与蠕变损耗有着相互促进的交互作用。当锅炉进行深度调峰和快速启停时，已改变了原设计运行方式，必将加大厚壁承压部件(集箱、管道)的热应力循环范围，增加循环次数，加快部件寿命损耗进程。而厚壁承压部件的使用寿命决定了锅炉的使用寿命。为保障锅炉的运行安全性，保证合理的使用寿命，必须加强锅炉运行安全监测和管理。

随着机组负荷的降低，烟侧和工质侧的偏差将加大，需掌握低负荷下偏差汽温情况，对锅炉过热器、再热器进行详细的壁温计算，并与机组深度调峰试验数据对比，确定计算偏差系数。主要分析核算内容：

- a) 低负荷条件下受热面偏差分析核算；
- b) 低负荷条件下受热面壁温计算分析和强度核算；
- c) 低负荷条件下运行对锅炉氧化皮的影响分析。

5.3.3.3.3 受热面改造及控制措施

根据壁温核算情况，对锅炉受热面安全性进行详细分析，可采取的措施：

- a) 对壁温超过氧化温度的受热面，进行材料升档；
- b) 对受热面易出现超温部件和位置增加壁温测点；
- c) 优化运行控制，减小偏差，加强壁温监控。

5.3.3.3.4 精调减温水

在原减水管路上增加用于精细调整的小旁路，并增加旁路调节阀。高负荷期间采用主路调节减温水，低负荷时可关闭主路，采用旁路精细减温水流量的精细化调整，对受热面壁温进行精确控制，防止受热面超温和减温水量过量。

5.3.3.4 空预器低负荷运行分析

机组深度调峰时，机组负荷长期处于低负荷状态，排烟温度低，排烟温度将长期低于烟气酸露点。长期运行可能造成空预器低温段结露、堵灰。堵灰后空预器通流面积减少，有效传热面积减少，排烟温度升高，引风机电耗增大，机组效率下降。为了防止深度调峰时空预器冷端结露堵灰，有必要对空预器采取相应技术措施防止空预器结露。

对于深度调峰机组，采用元件改造、提高空预器进口风温等措施对提升空预器安全很有必要。

- a) 控制漏风：加装冷端扇形板调节系统；
- b) 防止空预器本体出现低温腐蚀和堵灰：升级空预器本体构件材料、提高冷端传热元件高度、采用抗堵波形传热元件；
- c) 设置前置空气预热器，如采用水媒式烟气-空气换热器、热管式空预器等，提高低负荷时回转式空预器冷端温度，能有效减轻或消除空预器的低温腐蚀和传热元件堵灰风险，兼有降低煤耗的效果。

5.3.3.5 低负荷脱硝

超低负荷工况下，脱硝装置入口烟气温度可能会低于催化剂活性温度。保证低负荷下脱硝催化剂正常投入的主要方法有：省煤器分级、烟气旁路、#0高压加热器、省煤器水旁路、蒸汽换热器、热水再循环、宽烟温催化剂等。

a) 尾部烟气旁路

从锅炉尾部高温区抽取高温烟气，与省煤器出口低温烟气混合，达到提升脱硝装置入口烟温目的。该技术方案可保证25%负荷以上脱硝装置顺利投入。由于排烟温度升高，锅炉效率将有一定程度下降。

b) 分级省煤器

去除脱硝装置前尾部烟道中的部份省煤器，提升脱硝装置入口烟温；在脱硝装置后设置分级省煤器，将空预器入口烟温恢复到改造前，维持锅炉效率不低于改造前。

c) 省煤器水旁路

采用旁路管道，将省煤器入口一部分水旁路到省煤器出口的一种旁路系统。通过减少省煤器水的吸热量来提高省煤器出口烟气温度。安全可靠，由于水侧换热系数大，需旁路掉比较大比例的流量才能达到比较高的烟温提升效果。而旁路过多流量，有可能导致省煤器内汽化，影响安全，因此调温范围仅10℃左右，对于烟温提升需要较低的工程，可以采用。

d) #0高压加热器

机组设置#0高压加热器，在低负荷时采用汽轮机高参数汽源加热锅炉给水，以提高给水温度减少省煤器的吸热，提高SCR脱硝反应器的入口烟气温度。

e) 蒸汽换热器

在SCR前水平烟道增加“蒸汽换热器”，从邻炉引入高温辅汽对烟气加热SCR入口烟温低于300℃投用，保证SCR入口烟温>300℃可保证超低负荷SCR投用，但需布置换热面与相应的管路，增加烟道阻力，消耗较多的辅汽热量，排烟温度会升高。

f) 热水再循环

将省煤器出口或汽包炉下降管中的热水引至省煤器入口与给水混合，以提高省煤器入口的水温，减小省煤器的吸热量，提高省煤器出口（即SCR反应器入口）烟气温度的一种热水循环系统。安全可靠，且有较宽的调温空间，通过不同的循环水量可使烟气温度提升在0~40℃之间可调。

g) 宽烟温催化剂

采用宽烟温催化剂，满足低负荷条件下低烟温脱硝投入条件。

技术方案选择应根据具体项目条件进行合理方案选择，对采用单一的宽负荷脱硝方案难以满足烟温提升需求的项目，建议采用组合方案。

5.3.3.6 送、引风机安全运行措施

送、引风机在超低负荷下是否发生喘振取决于流量、系统阻力与风机特性的匹配性。在超低负荷下，送、引风机的流量很小，即使单台风机运行，仍有可能落入风机的喘振区，造成流量的剧烈波动，给

设备的安全运行造成危害，因此，在对风机进行核算之后，应该采取适当措施，在超低负荷下防止风机发生喘振。

主要改造措施：

- a) 风道整流及沿程阻力优化；
- b) 风机电动机工频改变频；
- c) 减小风机流量，风机压力不变方案；减小风机流量，提高风机压力方案等风机本体改造方案；
- d) 加装风机在线监测系统。

5.3.3.7 超低负荷工况吹灰

a) 超低负荷工况下，原有吹灰汽源如为再热器的，吹扫压力不能满足低负荷吹灰要求，需要增加一路过热器汽源；

b) 超低负荷工况下，炉内烟气流速降低，易在烟道水平位置出现积灰，烟道积灰可能出现灰垮塌，造成炉膛灭火等影响锅炉安全运行问题，需要采取措施防止积灰，如增加水平烟道积灰吹扫装置，另外也可增加风帽式吹灰或灰斗疏灰装置。

5.3.3.8 超临界机组锅炉深度调峰

锅炉深度调峰运行时，直流超（超）临界锅炉处于干湿态转化区，锅炉会出现频繁的干湿态转换，锅炉产汽量小，受热面易超温。对于未设再循环泵系统锅炉，造成大量的工质及能量损失。因此，对于深度调峰机组，有必要增设启动循环系统（BCP系统），有利于提高锅炉低负荷下产汽量，且有利于回收深度调峰负荷时热量及工质。

增设启动循环系统有利于提高给水温度，增加锅炉产汽量，可确保深度调峰时高温受热面安全。

5.3.3.9 寿命在线监测

机组深度调峰，为响应电网负荷快速变化，锅炉快速启降负荷将造成锅炉金属件高温强度衰减，机组需对多次快速升降负荷进行监测，增设在线寿命监测系统。

5.3.3.10 超低负荷工况的热工控制策略

锅炉超低负荷运行时，给水流量、受热面金属壁温、烟气压力等热工控制值都将接近原设定的报警值或跳闸值，因此为了满足锅炉超低负荷下的运行及安全，需要对流量、温度、压力等热工控制值进行调整，使之适应锅炉超低负荷运行工况，比如合理的调整直流锅炉超低负荷的水冷壁最小流量数值等。

a) 锅炉深度调峰主机调节控制策略的调整

在控制过程中可以以低过出口工质过热度或者焓值为目标进行燃烧器负荷的控制、以贮水箱液位为目标控制给水量、再循环水量，如有必要可以使用溢流管路适当排放掉多余水量，保证锅炉水系统的安全运行；其他的控制回路建议保留原有控制方案不变，如有必要再对控制参数进行适当调整。

b) 锅炉深度调峰主机保护控制策略

对于燃烧情况的火焰监测可以适当调整火检检测装置，辅以炉膛火焰电视，加强炉膛内燃烧火焰状态的监视；另外对于炉膛负压的波动也需要重点关注，这个阶段可适当增加炉膛开关保护动作的延时。

c) 锅炉深度调峰主机运行控制中的建议

给水、给煤、配风的匹配；重点关注水冷壁出口蒸汽温度、各处的金属壁温等重要参数的变化情况。在深度调峰阶段，在调节过程中根据运行情况和设备情况，适当调节控制器的输出，对执行机构的控制步进（变化速率）进行控制，避免出现步子太大导致剧烈波动或者失调的情况。

5.3.3.11 热电解耦

在用电低谷时，将电转化为热能储存起来，待用电高峰期再将热量释放以获取效益。基于储热的火电深度调峰技术路线包括压缩空气储能、电池储能、水储热、固体（镁砖）储热、电加热熔盐储热和蒸汽加热熔盐储热等，建议采用电加热熔盐储热或蒸汽加热熔盐储热深度调峰技术路线。

5.3.3.12 锅炉深度调峰改造项目和评估工作

表6 深度调峰主要改造项目

项 目	超高压、亚临界机组	超（超）临界机组	备注
1、低负荷稳燃			
A) 采用专用调峰煤质时			
调峰磨煤机	●	●	必做项
燃烧器改造	●	●	必做项
送粉管道	●	●	必做项
水平烟道吹灰/疏灰	●	●	选做项
B) 采用现有煤质调峰时			
动态分离器	●	●	推荐做
燃烧器改造	●	●	选做项
水平烟道吹灰/疏灰	●	●	推荐做
2、宽负荷脱硝改造			

表7 深度调峰主要改造项目（续）

项 目	超高压、亚临界机组	超（超）临界机组	备注
分级省煤器	●	●	选做项
热水再循环	●	●	
旁路烟道	●	●	

省煤器水旁路	•	•	
3、空预器改造			
设置暖风器/（GAH）	•	•	必做项
高压水冲洗	•	•	必做项
4、启动系统			
设置BCP系统		•	推荐做
5、受热面升级			
全大屏	•	•	对超氧化温度部份的受热面升档
后屏	•		
高过	•	•	
高再	•	•	
6、增设壁温测点			
全大屏	•	•	必做项
后屏	•		必做项