

ICS 27.10

F23

T/CEEMA

中国电力设备管理协会标准

T/CEEMA—005—2022

煤电机组自动控制系统节能、供热和灵活性改造技术导则

Technical guide for energy conservation, heating, flexibility retrofits of coal-fired power automatic control system

2021-05-16 发布

2021-05-16 实施

中国电力设备管理协会 发布

前 言.....	II
煤电机组自动控制系统节能、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.....	4
4 总体要求.....	5
5 节能降耗改造.....	6
6 供热改造.....	12
7 灵活性改造.....	17
8 验收测试.....	22

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：

燃煤机组自动控制系统节能降耗改造、供热改造和灵活性改造之控制系统改造的基本原则和主要技术要求。

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：

西安热工研究院有限公司：高海东、金国强、田爽、高耀岩、白建锋、沈乾坤、周俊波

中国电力设备管理协会：刘斯頔、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：黄浩、曹凤波、靳慧勇

中国东方电气集团有限公司：冉燊铭、鲁佳易、李小荣

上海电气集团股份有限公司：张建文、郭琴琴、陈初

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。

煤电机组自动控制系统节能、供热、灵活性改造技术导则

1 范围

本文件规定了燃煤机组自动控制系统节能降耗改造、供热改造和灵活性改造之控制系统改造的基本原则和主要技术要求。

本文件适用于300MW等级及以上煤电机组，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文件必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB/T 8117.2 电站汽轮机热力性能验收试验规程

GB/T 10184 电站锅炉性能试验规程

GB/T 26863 火电站监控系统术语

GB/T 30370 火力发电机组一次调频试验及性能验收导则

GB/T 30372 火力发电厂分散控制系统验收导则

GB/T 31464 电网运行准则

DL/T655 火力发电厂锅炉炉膛安全监控系统验收测试规程

DL/T656 火力发电厂汽轮机控制及保护系统验收测试规程

DL/T657 火力发电厂模拟量控制系统验收测试规程

DL/T658 火力发电厂开关量控制系统验收测试规程

DL/T659 火力发电厂分散控制系统验收测试规程

DL/T1083 火力发电厂分散控制系统技术条件

DL/T 1210 火力发电厂自动发电控制性能测试验收规程

DL/T 1492.1-2016 火力发电厂优化控制系统技术导则第1部分：基本要求

T/CEC 164-2018 火力发电厂智能化技术导则

3 术语和定义

GB/T 26863-2011、DL/T 1492.1-2016、T/CEC 164-2018界定以及下列术语和定义适用于本文件。

3.1

协调控制系统 coordinated control system; CCS

将锅炉（包括常压循环流化床）-汽轮发电机组、或燃气轮发电机组-余热锅炉-蒸汽轮发电机组、或反应堆-汽轮发电机组作为一个整体进行控制。通过控制回路协调锅炉（包括常压循环流化床）与汽轮机组、或燃气轮机与余热锅炉和汽轮机组、或反应堆与汽轮机组；或在自动状态的工作，给锅炉（包括常压循环流化床、余热锅炉）、反应堆、汽轮机、燃气轮机的自动控制系统发出指令，以适应负荷变化的需要，尽最大可能发挥机组调频、调峰的能力。

[来源：GB/T 26863-2011，7.29.1]

3.2

优化控制系统 optimized control system, OCS

除传统PID等控制算法外，还采用自适应控制、预测控制、智能控制等先进控制算法，以及模型在线辨识和建模等实用化的技术方法，达到被控目标的单个参数最佳，或多个参数综合优化的控制系统。

[来源：DL/T 1492.1-2016，3.1]

3.3

上位分析站 upper analysis station, UAS

采用在线辨识、全局优化、数据挖掘及大数据等技术手段，实现控制目标优化、性能分析等非逻辑型先进控制与优化算法的加载、运算与定时指令读写功能，并对下位控制站实施监控的优化系统。

[来源：DL/T 1492.1-2016，3.2]

3.4

下位控制站 lower control station, LCS

实现各种控制算法，并执行上位分析站指令的实时控制系统。

[来源：DL/T 1492.1-2016，3.3]

3.5

泛在感知 ubiquitous perception

基于物联网、传感测量及网络（包括无线网络）通讯技术，实现对电厂生产和经营管理的全方位监测和感知。智能电厂利用各类感知设备和智能化系统，识别、立体感知环境、状态、位置等信息的变化，对感知数据进行融合、分析和处理，并能与业务流程深度集成，为智能控制和决策提供依据。

[来源：T/CEC 164-2018，3.8]

3.6

智能融合 intelligent fusion

基于全面感知、互联网、大数据、可视化等技术，深度融合多源数据，实现对海量数据的计算、分析和深度挖掘，提升电厂与发电集团的决策能力。

[来源：T/CEC 164-2018，3.10]

4 总体要求

4.1 针对节能降耗的控制系统改造应从控制系统的角度，深度挖掘机组节能降耗潜力，在满足机组安全稳定运行的前提下，应满足提高机组/全厂运行的经济性、减少机组的污染物排放和符合电网的调度等要求。

4.2 针对供热控制系统改造应从控制系统的角度，首先确保控制逻辑和组态的设计及实施满足供热系统控制需求。同时对机组主要控制逻辑和自动调节系统进行优化，保证供热/非供热模式下机组运行的安全稳定，控制系统调节品质优良。其次宜建立一套智能化的供热管控平台，对供热系统所采集的主要参数、图像等进行智能融合，通过先进算法和智能控制进行决策，实现热网系统控制的智能化，提高供热的经济性、安全性和稳定性。

4.3 针对灵活性的控制系统改造应提高火电机组（包括纯凝与热电）的调峰幅度、变负荷速度及燃料控制灵活性基础上，优化低负荷控制策略确保机组低负荷运行安全及稳定，提升低负荷脱硝能力，实现NO_x生成至排放的全程控制，满足环保及电网考核要求。

5 节能降耗改造

5.1 优化控制系统要求

5.1.1 优化控制系统宜采用上位分析站和下位控制站的系统结构，分别实现复杂数据分析运算功能与实时快速控制功能，也可单独配置某一个站执行特定的优化功能。

5.1.2 独立配置的优化控制系统宜由上位分析站、下位控制站、网络交换系统、I/O 模件和电源等组成构成。

5.1.3 上位分析站宜通过通信方式从常规控制系统中获取实时与历史数据。下位控制站宜从常规控制系统控制器中直接获取过程参数，并通过常规控制系统输出指令至现场。

5.1.4 上位分析站应实现数据分析运算，输出最佳运行方式和最优运行参数。下位控制站实现具体运行方式和参数定值的控制执行。

5.1.5 上位分析站与下位控制站应实现实时、定时或事件触发式信息交互。

5.1.6 上位分析站应实现人机接口功能。

5.1.7 优化控制系统应以投切的方式接入常规控制系统，投入和退出不应对常规控制系统产生任何扰动。

5.1.8 单独配置的优化控制系统，应形成完整的软硬件系统，系统应保证一定的裕量。

5.1.9 优化控制系统宜采用与常规控制系统相同的智能控制系统（ICS）实现，借助统一的组态调试环境和冗余机制，提升优化控制系统组态的透明度和运行的安全可靠，且便于运行人员维护。

5.1.10 优化控制系统可采用与常规控制系统不同的 ICS 最小系统、可编程逻辑控制器（PLC）、工控机等来实现。同时应配置标准化的通信接口和软件接口，方便与常规控制系统连接、加载高级算法，并提供必要的参数调整手段。

5.1.11 优化控制系统的信息安全等级应与常规控制系统的信息安全等级一致。

5.2 控制优化改造

5.2.1 控制优化改造范围

控制优化改造包括协调优化控制、汽温优化控制、脱硝优化控制、脱硫优化控制、磨煤机自动启停、水泵自动并退等。

5.2.2 协调优化控制改造

在传统前馈、反馈、解耦、能量平衡策略的基础上，应用预测控制、内模控制、史密斯预估、跟踪微分、状态观测等先进控制算法，设计变结构、变参数、自适应的协调优化控制方案，实现风、煤、水的自动协调优化控制。控制目标应兼顾机组运行的经济性、安全稳定性、变负荷的快速性，以及抗煤质、煤种变化等方面的要求，其具体技术要求：

- a) 主蒸汽压力的动态偏差应小于 $\pm 0.6\text{MPa}$ ，稳态偏差应小于 $\pm 0.3\text{MPa}$ ，实现主蒸汽压力压线运行，提升机组运行的经济性。
- b) 满足电网调度要求，机组负荷的响应时间应小于 60s ，变负荷速率应不小于 $1.5\%P_e/\text{min}$ ，负荷调节精度应小于 $1.5\%P_e$ ，一次调频合格率应大于 80% 。
- c) 宜快速克服煤质变化、混煤掺烧、工况变化带来的扰动，减少锅炉过燃调节，提升机组在复杂恶劣工况下的稳定能力。

5.2.3 汽温优化控制改造

在传统前馈、反馈、串级、导前微分控制的基础上，可应用预测控制、内模控制、史密斯预估、状态观测、相位补偿等先进控制算法，设计变结构、变参数的汽温优化控制方案，实现汽温系统闭环自动优化控制。控制目标应兼顾受热面安全性和机组运行经济性方面的要求，其具体技术要求：

- a) 主蒸汽温度控制动态偏差应小于 $\pm 10^\circ\text{C}$ ，稳态偏差应小于 $\pm 4^\circ\text{C}$ 。
- b) 再热蒸汽温度控制动态偏差应小于 $\pm 12^\circ\text{C}$ ，稳态偏差应小于 $\pm 4^\circ\text{C}$ 。
- c) 二次再热机组两级再热汽温动态偏差应小于 $\pm 10^\circ\text{C}$ ，稳态偏差应小于 $\pm 4^\circ\text{C}$ 。
- d) 应降低机组超温频次，实现主、再热蒸汽温度压线运行，提升机组运行的经济性。
- e) 宜优先调节燃烧器摆角、烟气挡板、再循环风机等，减少再热微量及事故减温喷水量 20% 以上，提升机组运行的经济性。
- f) 应提高主、再热汽温控制系统的稳定性，改善机组汽温可控能力。

5.2.4 脱硝优化控制改造

在传统氨氮摩尔比前馈控制、氨流量串级控制的基础上，可应用预测控制、内模控制、史密斯预估、状态观测、相位补偿等先进控制算法，设计变结构、变参数的脱硝优化控制方案，实现脱硝过程闭环自动优化控制，控制目标应兼顾机组排放环保性、能耗物耗等方面的要求，其具体技术要求：

- a) 应在原有控制水平的基础上，减少 SCR 出口 NO_x 浓度的控制偏差 20%以上，降低 NO_x 浓度超限概率。
- b) 宜通过炉内低氮燃烧优化调整，降低 SCR 入口 NO_x 浓度，减少喷氨量 5%以上。
- c) 宜进行流场优化调整，采用分区喷氨控制，精细化脱硝，减少氨逃逸 10%以上。
- d) 应快速克服负荷工况变动、磨煤机启停、吹灰过程等带来的扰动，提高脱硝控制系统的稳定性。

5.2.5 脱硫优化控制改造

在传统前馈、反馈、解耦控制的基础上，可应用预测控制、内模控制、史密斯预估、状态观测、相位补偿等先进控制算法，设计变结构、变参数的脱硫优化控制方案，实现脱硫过程闭环自动优化控制，控制目标应兼顾机组排放环保性、能耗物耗等方面的要求，其具体技术要求：

- a) 应在原有控制水平的基础上，减少吸收塔出口 SO₂ 浓度的控制偏差 20%以上，降低 SO₂ 浓度超限概率。
- b) 应提高脱硫控制系统的稳定性，快速克服烟气负荷、浆液 pH 值变化带来的扰动。
- c) 对于配备变频循环浆液泵的机组，宜通过循环浆液连续调节，降低石灰石平均耗量 10%以上。

5.2.6 磨煤机自启停控制优化改造

在磨煤机原有控制逻辑的基础上，采用顺序控制与模拟量控制相结合的方式，使用跳步、计时、定时、判断等开关量信息。同时融入预测控制为代表的先进控制算法，针对暖磨等复杂控制过程，设计优化控制方案，实现磨煤机的快速自启停和机组关键参数的压线运行。控制目标应兼顾磨煤机启停快速性和机组参数稳定性方面的要求，其具体技术要求：

- a) 应缩短平均暖磨时间 20%以上，提升暖磨过程经济性。
- b) 应克服磨煤机启停扰动，减少主蒸汽压力和温度的波动幅度，主蒸汽压力波动应小于±0.8MPa，主蒸汽温波动应小于±12℃，再热汽温波动应小于±15℃。

5.2.7 水泵自动并退优化改造

在水泵原有控制逻辑的基础上，可采用顺序控制与模拟量控制相结合的方式，使用跳步、计时、定时、判断等开关量信息，同时融入模糊控制、状态观测等方法，设计水泵自动并退的优化控制方案，实现水泵自动并退和均衡控制，控制目标应兼顾水泵安全边界、机组的稳定性等方面的要求，其具体技术要求：

- a) 水泵并退过程中，泵出口压力、流量等主要运行参数的控制偏差应小于 20%额定参数，实现主要参数压线运行，提高机组运行的经济性。
- b) 应实现并联水泵出口压力平衡，避免水泵抢水引起的失速问题。

5.3 运行优化改造

5.3.1 运行优化改造范围

运行优化改造包括锅炉燃烧优化、吹灰优化、滑压优化、冷端优化、供热抽汽节流、凝结水节流、高加给水旁路节流、定期轮换、厂级负荷优化分配等。

5.3.2 锅炉燃烧优化改造

以锅炉燃烧优化调整试验为基础，根据锅炉燃烧的物理特性和燃烧优化调整的经验，可采用智能算法和人工神经网络等为核心，建立锅炉燃烧优化控制系统，实现一次风压、二次风、燃尽风、氧量的闭环自动优化控制，控制目标应兼顾锅炉安全性、污染物排放和锅炉效率等方面的要求。其具体技术要求：

- a) 应提高锅炉效率 0.2%以上。
- b) 应优化并给出磨煤机的最佳启停时机，提高制粉系统碾磨出力的经济性 5%以上。
- c) 应优化一次风煤比，确保磨入口温度安全的情况下，充分干燥煤粉，降低汽化潜热 1%以上，提高入炉煤粉燃烧的经济性。
- d) 应优化二次风配风，均衡各受热面换热比例，减少不同负荷工况下，锅炉各受热面的超温现象，平均超温频次降低 20%以上。
- e) 宜通过炉内配煤，提升锅炉燃烧的稳定性、经济性和环保性。

5.3.3 吹灰优化改造

以受热面换热机理、烟气差压等为基础，根据受热面出、入口运行的烟气侧和工质侧参数，可在线计算受热面的清洁因子，实现锅炉四管及空预器的按需吹灰，控制目标应兼顾受热面的换热效率、磨损情况，以及吹灰介质损耗等方面的要求。其具体技术要求：

- a) 应根据清洁因子按需吹灰，减少吹灰介质 10%以上，同时减少受热面磨损，延长受热面使用寿命 10%以上，提升受热面的可靠性，减少“非停”次数。
- b) 清洁因子的相对准确率应在 80%以上。
- c) 宜提供优化手段减小吹灰对锅炉燃烧、汽温、脱硝的影响。

5.3.4 滑压曲线优化改造

以阀门配汽优化为基础，综合考虑机组运行的经济性和快速性，可采用机组变工况计算的方式，建立滑压曲线的优化模型，实现主蒸汽压力定值的在线遍历和优化。控制目标应兼顾机组变负荷的快速性和经济性方面的要求。其具体技术要求：

- a) 应提供合理的滑压曲线或阀点控制目标，减少汽轮机调门节流损失 0.5%，提高机组运行经济性 0.5%以上。
- b) 应考虑季节变化引起真空差异对机组效率和所选滑压曲线的影响。
- c) 应优化阀门线性度与压力补偿参数，并根据运行工况自动调整阀位控制方法。
- d) 机组滑压优化应兼顾机组变负荷能力和一次调频响应能力。

5.3.5 冷端优化改造

综合考虑发电收益和循环泵/空冷风机电耗，以及冷端系统设备、参数的边界约束条件，可在线计算等效益曲线，并给出循环水泵或空冷风机的最佳组合方式。同时可建立冷端系统的优化模型，采用变工况计算的方式，寻优供电煤耗最低时的最优背压定值，实现冷端背压的闭环自动优化控制，控制目标应兼顾汽轮机及冷端设备安全性、机组运行经济性方面的要求。其具体技术要求：

- a) 结合水冷机组冷端优化试验结果，优化并给出循环水泵的最佳组合方式和机组的最佳背压定值，提升水冷机组冷端综合收益。。
- b) 结合空冷机组冷端优化试验结果，优化并给出空冷风机的最佳组合方式和机组的最佳背压定值，提升空冷机组冷端综合收益。。
- c) 应考虑冷端系统的边界参数，确保冷端优化的安全性。

- d) 应实现空冷风机防冻控制，减少冬季风机平均故障率 20%以上。
- e) 宜提升空冷风机的抗扰动能力，能够克服风向、风速骤变。

5.3.6 供热抽汽节流优化改造

在原有供热压力或温度控制模式的基础上，可综合考虑机组的安全运行区、热网首站的边界参数要求，设计并增加供热抽汽节流快速变负荷模式，实现供热抽汽节流的闭环自动优化控制，控制目标应兼顾机组和热网的安全性、机组变负荷快速性、供热公司考核机制、终端热用户体验等方面的要求。其具体技术要求：

- a) 应减少锅炉过燃调节 3%以上，减少高调阀节流损失 0.5%，综合提升机组经济性 0.1%以上。
- b) 应在机组原有平均变负荷速率的基础上辅助提升 5%以上。
- c) 供热抽汽节流宜参与正向变负荷，投入率宜不小于 80%。
- d) 热网首站中供水的温度和压力宜距饱和汽化边界参数 30%以上。
- e) 机组的热电特性距安全运行边界 5%以上。

5.3.7 凝结水节流优化改造

在原有除氧器水位和泵出口压力控制模式的基础上，可综合考虑除氧器水位、凝结水流量、凝泵出口压力等边界参数，设计并增加凝结水节流辅助变负荷控制模式，实现凝结水节流的闭环自动优化控制，控制目标应兼顾凝结水系统安全性、机组节能减排和变负荷快速性方面的要求。其具体技术要求：

- a) 应减少锅炉过燃调节 3%以上，减少高调阀节流损失 0.5%，综合提升机组经济性 0.1%以上。
- b) 应在机组原有平均变负荷速率的基础上辅助提升 5%以上。
- c) 凝结水节流应参与正、反向变负荷，投入率宜不小于 30%。
- d) 除氧器水位、凝结水流量、凝泵出口压力等边界参数的安全裕度宜不小于 20%。

5.3.8 高加给水旁路节流优化改造

在原有给水控制模式的基础上，可综合考虑高压加热器中给水的温度、压力的安全边界，设计并增加高加给水旁路节流辅助变负荷模式，实现高加给水旁路节流的闭环自动优化控制，控制目标应兼顾给水系统的安全性、机组节能减排和变负荷快速性、给水温降经济性损耗、高加及旁路系统设备损耗方面的要求。其具体技术要求：

- a) 应减少锅炉过燃调节 3%以上，减少高调阀节流损失 0.5%，综合提升机组经济性 0.1%以上。
- b) 应在机组原有平均变负荷速率的基础上辅助提升 5%以上。
- c) 高加给水旁路节流宜参与正向变负荷，投入率宜不小于 30%。
- d) 高压加热器中给水的温度和压力宜距饱和汽化边界参数 30%以上。

5.3.9 设备定期轮换优化改造

以设备运行参数、累计运行时间为基础，建立设备磨损或热应力损伤当量的在线计算模型，实现易磨损、易损伤设备的科学定期轮换，轮换目标应兼顾设备损伤、系统的可用率，以及工艺过程参数的平稳性等方面的要求。其具体技术要求：

- a) 应根据损伤当量，实现石灰石供浆泵、石膏排除泵、旋流子、氧化风机等易磨损设备的定期轮换，确保这类设备长期稳定运行，减少因设备可靠性降低引起的“非停”次数，提高机组的可用率 10%以上。
- b) 设备磨损或热应力损伤当量计算的相对准确率应在 80%以上。
- c) 宜在设备定期轮换过程中，通过指令的阶段性的增减和闭锁，保证工艺过程参数控制平稳。

5.3.10 厂级负荷优化分配改造

以机组的负荷-煤耗曲线为基础，建立多台机组的厂级负荷优化分配模型，可采用遗传算法、粒子群等人工智能算法对调度指令进行寻优和分配，获得全厂综合收益最大时，各台机组的负荷指令，实现中调指令的最优分配，分配目标应兼顾全厂运行的经济性、全厂负荷响应的快速性，以及锅炉、汽机、辅机等安全性方面的要求。

- a) 应综合考虑多台机组的负荷-煤耗情况，对调度指令进行厂级负荷优化分配，提升全厂运行的经济性，降低全厂煤耗 0.3%以上。
- b) 厂级 AGC 和一次调频能力应满足电网考核要求。
- c) 厂级负荷优化分配应以机组可用性、辅机性能、运行方式等为约束边界，提高负荷优化分配的安全性、可靠性。

6 供热改造

6.1 控制系统要求

6.1.1 供热改造新增的抽汽供热、压力匹配器、回水系统和凝汽器补水系统等的监测和控制应纳入对应单元机组的分散控制系统（DCS）中，建议按照原 DCS 工艺划分的原则在考虑 DPU 负荷率满足要求的前提下通过利用备用通道及新增卡件或控制器的方式分配到对应的控制器，由单元机组的 DCS 控制系统进行监测和控制。

6.1.2 对于实施的汽轮机本体改造时增加的设备和测点宜纳入对应机组的汽轮机数字电液控制系统（DEH）中，在满足 DPU 负荷率要求的前提下通过利用备用通道或者新增卡件方式来实现监测和控制。

6.1.3 改造新增热网首站作为独立的子系统宜采用分散控制系统（DCS）实现监测和控制，在热网首站控制室内至少设置 1 套操作员站和工程师站，具备在热网首站控制室内通过操作员站实现设备的集中监测和控制，通过工程师站实现对系统的调试和维护；建议在机组集中控制室机配置 1 台操作员站实现供热首站设备的远程监控和操作，实现供热首站的无人值守或少人值守。

6.1.4 若热网循环泵等的高压开关柜距离热网首站电子设备间距离较远且监测与控制信号需采用硬接线连接时，为防止控制信号的传输衰减，宜采用布置远程 I/O 柜来实现。

6.1.5 对于供热改造若需实施化学补给水系统扩容的，其增加设备的监测与控制宜纳入原化学补给水系统的控制系统中，建议通过新增卡件及控制器的方式来实现，确保新增化学补给水系统的顺序控制功能组能正常投运，且能够跟原有的系统在运行控制模式上相融合，不应影响原系统控制功能正常投运；

6.1.6 供热数据采集、传输与存储系统是通过现场视频监控及数据采集装置对一级网（中继泵站）、热力站、二级网、热用户的数据（温度、压力、瞬时流量、累积流量等）进行采集、传输、存储和汇总上报。

6.1.6.1 数据采集系统要求：

- a) 现场视频监控及数据采集装置应能够实现对一级网（中继泵站）、热力站、二级网、热用户的数据采集与控制。
- b) 应具备根据具体数据的功能设置采集数据的属性，包括数据采集的内容、形式、安全、类型、采样周期等。
- c) 实时数据刷新频率宜能实现秒级，便于实现精确控制。
- d) 数据采集装置应支持多种数据通信协议，操作系统应有安全加固。
- e) 实时数据采集应提供数据校验功能，鉴别被采集数据的合格性及合理性。

6.1.6.2 数据传输系统要求:

- a) 现场监视信号宜通过硬接线或专线与上层信息系统通信,不具备条件的地方可采用物联网、无线通信或VPN专网通信。
- b) 现场控制信号应采用硬接线或专线与上层信息系统通信。
- c) 应采用国际标准通用协议,宜选用基于 TCP/IP 协议的网络。
- d) 宜支持多种数据通信协议,兼容多种现场设备。
- e) 应具备数据双向传输功能。
- f) 应符合实时性要求。
- g) 带宽应留有余量,且余量不宜小于数据传输峰值的 20%。
- h) 具备备用信道的通信网络宜采用与主信道不同的信道类型。

6.1.6.3 数据存储系统要求:

- a) 实时/历史数据库应采用开放式体系结构,其配置应满足企业信息综合应用的要求。
- b) 实时/历史数据库标签总量应根据企业规模配置,系统可组态的标签量应不小于输入标签量的 1.5 倍,并可根据企业的发展进行扩展;
- c) 实时/历史数据库数据在线存储时间应满足供热企业的要求,不应低于5年。
- d) 实时/历史数据库离线数据按全寿命周期保存。
- e) 采用有损压缩的实时/历史数据库,其压缩数据的标准偏差值不大于0.3%。
- f) 应提供计算引擎或者计算接口,支持数据的二次计算。
- g) 应支持单向网络隔离装置;
- h) 应支持多种标准接口协议;
- i) 应支持网络故障或系统服务异常时数据传输缓存及恢复。
- j) 宜选用主流的关系型数据库。
- k) 对于非结构化的视频数据文件宜采用MPEG-4与H.264编码标准作为视频压缩编码标准,实时录像、回放图像分辨率应达到高清。
- l) 视频监控图像信息保存时间应不小于3个月,重要视频图像信息长期保存。

6.1.6.4 数据信息的安全要求:

- a) 信息安全管理应遵循GB/T22239信息系统安全等级保护基本要求。

- b) 数据信息系统参照国家发展和改革委员会令第14号(2014)《电力监控系统安全防护规定》的要求,遵循“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的原则设计网络安全区域,可分为生产控制区和信息管理区,并按分区控制网络接入和开展网络边界防护。
- c) 信息系统定级遵循GB/T 22240的定级原则。
- d) 信息系统安全保护管理过程遵循GB/T 25058的过程管理要求。
- e) 智能热网工业控制系统的安全控制选择和安全控制列表的制定,遵循GB/T 32919规定的安全控制基线和安全控制列表。

6.1.7 网源数据采集及存储系统应具备与智能热网管控平台通过标准通讯协议进行数据交换。

6.1.8 供热改造后热电联产机组监控系统能够实现将主要参数上传至能源管理机构的功能,需接入的数据包含但不限于:机组负荷、主汽流量(汽机侧)、抽汽流量、抽汽压力、抽汽温度、热网加热器疏水温度、热网补水流量、热网首站补水温度等。

6.1.9 热网智能化系统要求

热网智能化系统主要通过将热网及热源侧采集到的主要参数进行整合,利用先进的机器学习算法和智能控制方法等在满足相关边界条件下实现供热超前判断、最优决策、精准调控,满足安全、经济、节能、环保、高效运行需求,为热用户提供高品质的服务。其控制系统可采用与常规控制系统相同的 ICS 最小系统、可编程逻辑控制器(PLC)、工控机等来实现,应配置标准化的通信接口和软件接口,方便与常规控制系统连接、加载高级算法,并提供必要的参数调整手段。控制系统要求应满足本文件 5.1 的要求。

6.1.10 供热改造后,新增供热系统数据应接入现有的 SIS 系统,其画面和参数应能在 SIS 系统实时显示。

6.2 控制系统改造

6.2.1 控制设备功能改造

6.2.1.1 热源控制设备应满足下列要求:

- a) 实现抽汽流量、温度、压力等工艺参数的采集和监测;
- b) 设置流量、温度、压力等工艺参数的超限及设备故障报警;
- c) 设置工艺参数及设备状态的联锁保护;
- d) 实现紧急情况下主保护正确动作保证汽轮机的安全,使机组在供热方式下安全稳定运行;

e) 具备流量、温度、压力自动控制功能；

6.2.1.2 热网控制设备应满足下列要求：

- a) 实现热量、流量、温度、压力、液位等工艺参数的采集和监测；
- b) 实现循环水泵等设备状态信号的采集和监测；
- c) 设置流量、温度、压力、液位等工艺参数的超限及设备故障报警；
- d) 设置工艺参数及设备状态的联锁保护；
- e) 具备流量、温度、液位等自动控制功能；
- f) 具备自动补水功能；
- g) 设置满足安全及生产需要的远程监控装置。

6.2.2 控制系统功能改造

控制系统功能改造主要包含机组及热网侧设备改造后的控制系统的设计与实施、机组主要控制系统逻辑及自动调节品质优化，并建议在控制功能满足供热需求后建设一套智能热网管控平台，实现热网智能化，提升经济性和稳定性。其控制系统功能要求如下：

6.2.2.1 供热控制系统功能的设计及实施要求

- a) 实现工艺参数和设备状态的采集、监测及报警。
- b) 实现供热过程中设备的启、停或开、关操作，顺序控制，联锁保护功能。
- c) 多台机组供热改造后，应分主力供热机组和备用供热机组，当主力供热机组故障，控制逻辑应设计应将原供汽管道阀门联锁关闭，并根据热备机组的主参数决策是否联锁打开热备机组供热管道阀门，实现各供汽机组汽源的自动切换。

6.2.2.2 机组主要控制系统逻辑及自动调节品质优化

供热系统投入后，应按照“以热定电”的原则完成主要控制系统逻辑优化及自动调节品质提升，其要求包括：

- a) 针对不同供热改造方案，应对供热模式下汽轮机的主保护进行优化设计，确保新增系统投运后汽轮机的安全运行。
- b) 将热量信号进行负荷换算，在机组原自动控制系统回路设计基础上将主汽压力设定、燃料、BTU校正、给水、风量及一次风压等控制回路优化，保证锅炉热量—汽机需求—发电机功率三者能量平衡，实现快速响应供热需求的前提下自动发电控制（AGC）、协调控制（CCS）及主要自动回路的调节

品质满足 DL/T 657 和所属电网“两项细则”标准的要求。

- c) 对机组在供热方式下自动发电控制 (AGC)、协调控制 (CCS) 的电负荷上下限制进行重新核算整定。
- d) 将热量信号进行负荷换算, 对主要辅机故障减出力 (RUNBACK) 触发、复位的负荷门槛值及发生后的负荷目标值进行重新核算整定。

6.2.2.3 智能热网管控系统

针对供热系统多机组多热源的多联供方式, 分散的供热区域、差异化的用热需求, 宜通过智能融合技术建立一套完整健全的智能热网管控系统, 实现数字化、精细化、差异化按需精准供热。具体要求:

- a) 利用通讯技术读取热源、热网首站、中继泵站、热力站运行参数及状态的数据信息。
- b) 利用泛在感知实现热用户 (温度、智能阀状态、流量、热量) 监测及气象数据采集, 进行未来 24 小时热负荷预测。
- c) 利用视频融合实现对热源、热网首站、中继泵站、热力站必要区域视频监控, 并通过图像识别、机器学习等技术实现视频信号智能分析和报警功能, 譬如: 热源及热网的跑水漏汽、管网泄漏等。
- d) 根据 a)、b) 及 c) 利用智能融合技术, 对热网运行进行优化分析, 智能决策, 实现对热网进行智能控制。
- e) 结合所采集的数据利用预先设定的算法规则在满足供热稳定性、安全性、经济性的条件下, 计算出热源侧供热控制调节回路的目标值, 通过硬接线的方式下将其送到机组 DCS 控制器中进行闭环调节, 实现网源一体化的自动平衡调节功能。
- f) 对于多机组联供热源系统, 在计算各热源侧供热控制的目标值时应能够实现机组间供热的最优分配, 保证供热效果的前提下使得该时刻的全厂发电成本最小, 从而实现较好的经济效益。

7 灵活性改造

7.1 优化控制系统要求

- 7.1.1 单独配置的优化控制系统要求应满足本文件 5.1 要求。
- 7.1.2 采用原 DCS 控制系统的优化控制系统要求应满足 DL/T 1083 的要求。

7.2 优化控制系统改造

7.2.1 优化控制系统改造范围

燃煤机组运行灵活性的主要判断指标主要包括: 深度调峰能力、负荷快速响应能力、调峰状态下机组污染物排放等。针对燃煤机组灵活性的控制系统改造, 应采取低负荷稳燃控制措施, 保证锅炉安全稳

定运行；应对锅炉燃烧控制系统、机组协调控制系统及脱硝控制系统进行优化，可采用机组辅助调节负荷手段，挖掘锅炉、回热系统和热网系统蓄能潜力，提高机组变负荷能力并满足环保要求。同时，应对DCS基础逻辑及保护回路进行梳理并进行优化，保证机组安全稳定运行。

7.2.2 低负荷稳燃控制

针对燃煤机组灵活性的控制系统改造，为保证锅炉安全稳定运行应采取低负荷稳燃控制措施。宜采用智能燃烧优化控制技术，对总风量、风煤比、一次风压、磨分离器转速、燃烧器摆角、燃尽风等进行在线自寻优控制，提升锅炉一次风压、二次风、燃尽风和运行氧量的智能控制水平，同时宜适当降低一次风压、降低煤粉细度、提高煤粉均匀性、合理配风、优化磨煤机投运方式等对制粉系统进行整体优化和提效，保证炉膛内煤粉燃烧的充分、完全，在锅炉运行安全性的前提下提高锅炉效率、降低NO_x排放。

7.2.2.1 其具体技术要求：

- a) 锅炉应在低负荷具备不投油稳燃能力，炉内燃烧稳定，火检指示正常；
- b) 应减少锅炉各受热面的超温现象，平均超温频次降低 10%以上；
- c) 锅炉出口 NO_x 含量应在原有基础上降低 5%以上；
- d) 应降低飞灰含碳量 1%以上；
- e) 应减小氧量，进而减少排烟损失，提高锅炉效率 0.2%以上；
- f) 对存在左右侧烟道烟温存在偏差的锅炉，应减小左右侧烟温偏差±5℃以上。

7.2.2.2 采用分仓配煤、炉内掺烧的燃煤锅炉，宜对单台磨煤机的煤质独立进行热值校正，以减小启停磨煤机对系统的扰动。其具体技术要求：

- a) 启停磨阶段，主蒸汽压力波动应小于±0.8MPa；
- b) 启停磨阶段，中间点温度波动应小于±10℃；
- c) 启停磨阶段，汽包水位波动应小于±30mm；
- d) 启停磨阶段，主汽温波动应小于±8℃，再热汽温波动应小于±10℃。

7.2.2.3 应对给水流量、汽包水位、凝结水流量等重要测量参数精度进行补偿校核，必要时可通过试验对低负荷工况进行标定，保证深度调峰工况汽包水位、除氧器水位的稳定。其具体技术要求：

- a) 汽包水位的动态偏差应小于±60mm，稳态偏差应小于±25mm；
- b) 除氧器水位的动态偏差应小于±40mm，稳态偏差应小于±20mm。

7.2.2.4 宜对机组重要自动控制系统采用变参数、预测控制及自适应控制等技术方法和措施，提高参数的控制品质。其具体技术要求：

- a) 稳态品质指标：给定值附近，不振荡；
- b) 定值扰动时，控制系统衰减率 $\sigma = 0.75\sim 0.95$ 。

7.2.3 变负荷速率的提升

针对燃煤机组灵活性的控制系统改造，应对机组协调控制系统进行优化，可采取辅助负荷调节技术及储能调频技术提升机组变负荷能力。

7.2.3.1 可在原 DCS 控制系统基础上，通过前馈、变参数、变结构等手段，对协调控制系统进行优化设计，同时对基础函数、调节参数重新整定以提升机组变负荷能力。建议采用智能控制器对协调控制系统进行优化设计，如采用基于大滞后控制理论（预测控制技术、相位补偿及状态变量等控制技术）补偿或取代传统的 PID 控制，实现风、煤、水的自动协同控制，在兼顾机组运行的经济性的同时提高机组变负荷能力。其具体技术要求：

- a) 主蒸汽压力的动态偏差应小于 $\pm 0.8\text{MPa}$ ，稳态偏差应小于 $\pm 0.2\text{MPa}$ ；
- b) 机组负荷的响应时间应小于 60s；
- c) 负荷调节精度动态偏差应小于 $2\%P_e$ ，稳态偏差应小于 $1\%P_e$ ；
- d) 机组出力 $>40\%P_e$ ，变负荷速率应不小于 $1.5\%P_e/\text{min}$ ， $30\%P_e < \text{机组出力} \leq 40\%P_e$ ，变负荷速率应不小于 $1\%P_e/\text{min}$ ， $20\%P_e < \text{机组出力} \leq 30\%P_e$ ，变负荷速率应不小于 $0.5\%P_e/\text{min}$ 。

7.2.3.2 可利用凝结水变负荷、给水旁路、供热抽汽调节、智能滑压控制技术等辅助调节负荷手段，挖掘锅炉、回热系统和热网系统蓄能潜力，辅助提升机组负荷响应能力，减少锅炉过燃调节，减少高压调阀节流损失。其具体技术要求见本文件 9.2.3.4、9.2.3.6~9.2.3.8 要求。

7.2.3.3 可利用基于电化学储能调频技术、飞轮储能调频技术等储能调频技术，以常规火电机组支撑电网基本负荷，联合储能提升 AGC 及一次调频能力，同时减少锅炉过燃调节，降低高压调阀节流损失。其具体技术要求：

- a) 应在机组原有变负荷速率的基础上提升 20%以上；
- b) 应在机组原有一次调频合格率基础上提升 5%以上；
- c) 储能调频技术应参与正、反向变负荷，投入率宜不小于 90%。

d) 应减少锅炉过燃调节 5%以上, 减少高调阀节流损失 5%, 综合提升机组经济性 0.2%以上。

7.2.3.4 对锅炉存在屏过壁温超温、左右侧烟道烟温存在偏差的问题, 可根据机组需要进行系统相关改造工作。

7.2.4 DCS 基础逻辑优化与保护梳理

针对燃煤机组灵活性的控制系统改造, 应对机组主保护、各辅机设备保护及控制回路进行优化设计, 宜实现制粉系统自启停功能、给水泵自动并退泵及汽动给水泵汽源自动切换功能。

7.2.4.1 应对机组主机保护 (MFT、ETS)、跳磨投油逻辑进行梳理并进行优化, 以适应调峰机组长期低负荷运行的需求。其具体技术要求:

- a) 燃煤机组灵活性的控制系统改造后, 不应发生机组主保护 (MFT、ETS) 误动及拒动问题;
- b) 深度调峰期间, 磨煤机异常跳闸不应影响机组安全运行;
- c) 油枪投入逻辑应进行试验验证。

7.2.4.2 应对磨组控制逻辑优化, 完善磨煤机火检保护逻辑, 可使用自动暖磨功能的磨组自动启停技术, 实现机组调峰过程磨组启动、停止的自动控制。其具体技术要求:

- a) 深度调峰期间, 不应发生磨煤机保护误动及拒动问题;
- b) 应缩短平均暖磨时间 20%以上, 提高启、停磨组的快速性;
- c) 应克服磨煤机启停扰动, 主蒸汽压力波动应小于 $\pm 0.8\text{MPa}$, 中间点温度波动应小于 $\pm 10^\circ\text{C}$, 汽包水位波动应小于 $\pm 30\text{mm}$, 主汽温度波动应小于 $\pm 8^\circ\text{C}$, 再热汽温度波动应小于 $\pm 10^\circ\text{C}$;
- d) 油火检和煤火检信号应包括模拟量信号和开关量信号。

7.2.4.3 应对给水控制系统进行优化, 宜使其具有出力自动平衡功能的给水泵自动并泵和退泵技术, 实现机组调峰过程中给水泵的自动启动和退出, 宜同时对电泵、汽泵顺序控制逻辑、最小流量阀控制逻辑、给水旁路调节阀控制、给水泵汽轮机汽源切换逻辑进行优化, 保证给水系统运行安全。其具体技术要求:

- a) 应缩短给水泵并、退泵时间 50%以上;
- b) 应克服自动并、退泵扰动, 给水泵出口流量、给水流量等主要运行参数的控制偏差应小于 10%额定参数;

c) 给水泵再循环阀的控制逻辑应包括给水泵流量不低于下限值的逻辑保护。

7.2.4.4 疏水门开关控制逻辑应考虑疏水过热度参与控制，以提高低负荷运行时机组经济性。

7.2.5 低负荷脱硝优化控制

针对燃煤机组灵活性的控制系统改造，宜对NO_x测量设备进行改造，采用分区喷氨控制，并对脱硝控制系统进行优化设计，保证脱硝控制系统响应的快速性及稳定性。

7.2.5.1 建议保留串级控制策略，宜采用神经网络软测量技术在线评估测量参数；并应用预测控制、跟踪微分、状态观测、相位补偿等先进控制算法，及时预测进口NO_x浓度变化，准确动作喷氨调节阀门，提高脱硝控制系统的稳定性，快速克服变负荷工况、制粉系统启停、吹灰过程等带来的扰动。其具体技术要求：

- a) 应在原有控制水平的基础上，减少SCR出口NO_x浓度的控制偏差20%以上；
- b) 应在原有控制水平的基础上，喷氨量节省在10%以上；
- c) 应在原有控制水平的基础上，快速克服变负荷工况、制粉系统启停、吹灰过程等带来的扰动，减少SCR出口NO_x浓度波动20%以上。

7.2.5.2 可通过汽、水、风、烟参数的监测，对锅炉入炉煤质甚至成分进行实时估计分析，指导锅炉整体风量及配风分布，降低NO_x生成质量浓度及动态波动幅度，为SCR喷氨调节构建良好基础，并建议采用分区喷氨控制，精细化脱硝，减少氨逃逸。其具体技术要求：

- a) 宜通过锅炉燃烧优化调整，降低炉内NO_x生成水平及波动幅度20%以上；
- b) 宜采用分区喷氨控制，精细化脱硝，减少氨逃逸10%以上。

7.2.5.3 宜对SCR进、出口NO_x浓度采样测量设备进行改造，使其测量具备多点取样、快速取样、定期反吹等功能，以利于控制的稳定性，延长喷氨调阀寿命。其具体技术要求：

- a) 应减少SCR出口NO_x浓度的控制偏差2%以上；
- b) 应延长喷氨调阀使用寿命10%以上，提升脱硝控制系统的可靠性。

7.2.5.4 低负荷脱硝优化控制可采用优化机组运行方式，例如高压缸预暖、再热器烟气挡板偏向再热器侧运行等措施，宜调节SCR入口烟气温度在催化剂的工作温度范围内（通常在310~400℃之间）。

8 验收测试

8.1 总体要求

8.1.1 验收测试人员应由有资质专业机构的专业技术人员组成,验收测试具体对象时应根据设计文件、招标文件和产品技术文件的要求进行。

8.1.2 节能降耗、供热改造及灵活性改造等验收测试的功能对象应包括网络系统、通信系统、控制设备,如涉及智能设备的还应包括智能组件及平台;

8.1.3 节能降耗、供热改造及灵活性改造等验收测试范围应包括硬件及网络通信一致性测试,控制系统基本功能性测试,控制系统控制性能测试。

8.1.4 节能降耗、供热改造及灵活性改造等验收涉及技术指标应符合 DL/T 774、DL/T 657、DL/T 1210 等相关标准。

8.1.5 节能降耗、供热改造及灵活性改造等验收涉及网络通信的测试应根据通信方案设计文件,信号质量应符合 DL/T 659;通讯带宽应留有余量,且余量不宜小于数据传输峰值的 20%;信息安全管理应遵循 GB/T22239 信息系统安全等级保护基本要求。

8.1.6 对智能控制回路进行扰动试验、变工况试验,同时综合考虑在稳定工况、供热系统等大幅扰动工况下的运行控制性能,不断调整机理模型、控制策略及控制参数,以获得满意的性能品质,达到所要求的全部功能和性能指标。

8.2 验收测试内容

8.2.1 节能降耗、供热改造及灵活性改造等控制系统的硬件及网络通信一致性测试,测试内容包括:

- a) 基本功能与性能测试。电源冗余能力;控制计算单元性能;通信及 I/O 系统性能。
- b) 数据运算与记录能力测试。最大逻辑页面的组态运算能力;最大模拟量计算模块的运算能力;模拟量信号快速变化时的数据记录能力。
- c) 通信能力测试。最大模拟量通信测试;最快通信速率测试;长期高负荷通信能力测试。
- d) 投退过程无扰测试。投入退出测试;断电恢复测试;通信中断测试。
- e) 长周期运行与环境适应性测试。满负荷长周期测试;电磁干扰环境适应性测试;机柜风扇故障环境测试。

8.2.2 节能降耗、供热改造及灵活性改造等控制系统的功能性及控制性能测试，测试内容应包括：

- a) 节能降耗、供热改造及灵活性改造等自动控制系统应具备各设备的联锁保护功能，并完成系统模拟量参数自动闭环控制。
- b) 节能降耗、供热改造及灵活性改造等设备涉及 DCS 系统的应符合 DL/T 655、DL/T 656、DL/T 659、DL/T 1083 的验收要求。
- c) 节能降耗、供热改造及灵活性改造等设备的功能组开关量控制部分应符合 DL/T 658 验收要求。
- d) 节能降耗、供热改造及灵活性改造后，机组在额定负荷与深度调峰范围内运行，机组变负荷测试应满足 DL/T 1210 和电网考核要求。
- e) 节能降耗、供热改造及灵活性改造等设备的模拟量调节回路应符合 DL/T 657 验收要求。
- f) 节能降耗、供热改造及灵活性改造后，机组深度调峰运行期间主保护回路应能可靠投入。机组协调控制系统应能可靠投入。总风量、给水流量等主要测点应能可靠投入，同时应能保证给水控制、总风量控制、除氧器水位控制、给水再循环控制等主要自动调节回路可靠投入。
- g) 节能降耗、灵活性改造测试涉及经济性内容应包括磨煤机、锅炉配风、循环泵、空冷风机、蓄能利用等。改造后宜提高碾磨出力经济性 2%，一、二次配风经济性 2%，冷端综合收益 1%，降低空冷风机电耗 3%，蓄能利用减少节流损失 2%。
- h) 节能降耗、灵活性改造测试涉及参数性能应包括滑压曲线、背压定值、锅炉氧量、吹灰优化、厂级负荷优化分配等，保障机组变负荷能力、一次调频合格率满足电网指标的情况下，宜提高冷端综合收益 2%；提高锅炉效率 0.3%；提高减少吹灰介质 5%；提高厂级负荷优化分配的经济性 2%。
- i) 节能降耗、灵活性改造测试涉及开关量系统的测试应包括磨煤机、水泵等的自动启停、自动轮换等。测试启停及轮换过程中主要控制参数如主汽压、主（再）热汽温、脱硝、脱硫等控制品质可参照 DL/T 657，机组深度调峰负荷段控制参数技术指标可适当放宽。。
- j) 供热热网系统应能完成对所有热用户温度、流量等参数的采集，并根据采集的是数据统计计算出热负荷总需求实时数据。
- k) 供热热网系统应能根据用户热负荷需求和机组当前运行参数，通过智能算法对热源系统设备进行控制功能调节，提高供热系统运行经济性。
- l) 供热热网系统使用智能设备的应能达到智能控制的设计要求，如采用机器学习等，对热网运行进行优化分析并提供参数；依据上述分析结果形成最优的控制策略的应能够自动对各热力站进行调整。
- m) 灵活性改造后机组深度调峰低负荷稳燃运行期间，不应投用辅助能量进行助燃，机组协调控制系统

应能可靠投入，脱硫、脱硝、除尘等环保设施应能可靠投入。机组处于深度调峰的时间应不小于 4 小时，且机组主要参数应能满足机组安全稳定运要求。

8.3 验收测试资料

8.3.1 节能降耗、供热改造及灵活性改造等验收资料应包括控制系统功能设计说明，如硬件及网络设备配置及清册、控制系统设计方案及逻辑说明等。

8.3.2 节能降耗、供热改造及灵活性改造过程中涉及设计变更及逻辑修改应有文档记录并保存。

8.3.3 节能降耗、供热改造及灵活性改造验收试验单应包括设备启动/停止允许条件、联锁保护条件等内容，试验完成后，应有建设单位、调试单位、监理单位（如有）、运行单位人员签名。

8.3.4 节能降耗、供热改造及灵活性改造后，调试单位应出具调试及投运报告。调试及投运报告应包括设备概况、控制说明、控制系统调试投运过程概述、投运过程中主要参数记录曲线、结论和存在问题。