

ICS 27.100

F 20

备案号: 21259-2007

中国节能减排支撑网 www.jnjpzq.co

DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 1052 — 2007

节能技术监督导则

Guide for energy conservation technology supervision

2007-07-20 发布

2007-12-01 实施

中华人民共和国国家发展和改革委员会 发布

目 次

前言	· II
1 范围	· 1
2 规范性引用文件	· 1
3 术语和定义	· 2
4 体系和职责	· 2
5 电网企业节能技术监督	· 2
6 火力发电企业节能技术监督	· 3
附录 A（资料性附录） 火力发电厂节能技术监督月报表	· 15

DL/T 1052 — 2007

前 言

本标准是根据《国家发展改革委办公厅关于下达 2004 年行业标准项目补充计划的通知》（发改办工业〔2004〕1951 号）要求制定。

通过本标准的制定，建立健全以质量为中心、以标准为依据、以计量为手段的节能技术监督体系，对影响电网和发电设备经济运行的重要性能参数和指标进行监督、检查、评价及调整。使能源的消耗率达到最佳水平。

本标准的附录 A 为资料性附录。

本标准由中国电力企业联合会提出。

本标准由中国电力企业联合会试验分会归口并负责解释。

本标准起草单位：东北电力科学研究院有限公司。

本标准主要起草人：张敏、冷杰、王天、张永兴、戴黎、刘文弘。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至中国电力企业联合会标准化中心（北京市白广路二条一号，100761）。

节能技术监督导则

1 范围

本标准规定了电网企业、火力发电企业节能技术监督工作的基本内容。

本标准适用于电网企业、火力发电企业节能技术监督工作，其他类型发电企业可参照执行。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

- GB/T 211 煤中全水分的测定方法
- GB/T 212 煤的工业分析方法
- GB/T 213 煤的发热量测定方法
- GB/T 219 煤灰熔融性的测定方法
- GB 474 煤样的制备方法
- GB 475 商品煤样采取方法
- GB/T 476 煤的元素分析方法
- GB/T 2565 煤的可磨性指数测定方法（哈德格罗夫法）
- GB/T 3216 回转动力泵水利性能验收试验 1级和2级
- GB/T 8117 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 11062 天然气发热量、密度、相对密度和沃泊指数的计算方法
- GB/T 13609 天然气取样导则
- GB/T 13610 天然气的组成分析 气相色谱法
- GB/T 14100 燃气轮机验收试验
- GB/T 18666 商品煤质量抽查和验收方法
- DL/T 448 电能计量装置技术管理规程
- DL/T 467 电站磨煤机及制粉系统性能试验
- DL/T 469 电站锅炉风机现场试验规程
- DL/T 552 火力发电厂空冷塔和空冷凝汽器试验方法
- DL/T 567 火力发电厂燃料试验方法
- DL/T 567.2 入炉煤和入炉煤粉样品的采取方法
- DL/T 567.4 入炉煤、入炉煤粉、飞灰和炉渣样品的制备
- DL/T 567.5 煤粉细度的测定
- DL/T 567.8 燃油发热量的测定
- DL/T 567.9 燃油元素分析
- DL/T 569 船舶运输煤样的采取方法
- DL/T 576 汽车运输煤样的采取方法
- DL/T 606 火力发电厂能量平衡导则

DL/T 1052—2007

DL/T 606.2 火力发电厂燃料平衡导则
DL/T 686 电力网电能损耗计算导则
DL/T 783 火力发电厂节水导则
DL/T 839 大型锅炉给水泵性能现场试验方法
DL/T 851 联合循环发电机组验收试验
DL/T 904 火力发电厂技术经济指标计算方法
DL/T 934 火力发电厂保温工程热态考核测试与评价规程
DL/T 964 循环流化床锅炉性能试验规程
DL/T 1027 工业冷却塔测试规程
DL/T 1051—2007 电力技术监督导则

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本标准。

3.1

能源 energy

指煤炭、原油、天然气、电力、焦炭、煤气、热力、成品油、液化石油气、生物质能和其他直接或者通过加工、转换而取得有用能的各种资源。

3.2

节能 energy conservation

指加强用能管理，采取技术上可行、经济上合理以及环境和社会可以承受的措施，减少从能源生产到消费各个环节中的损失和浪费，更加有效、合理地利用能源。

3.3

节能技术监督 energy conservation technology supervision

采用技术手段或措施，对电网企业、发电企业在规划、设计、制造、建设、运行、检修和技术改造中有关能耗的重要性能参数与指标实行监督、检查、评价及调整。

4 体系和职责

节能监督的管理体系和职能要求按照 DL/T 1051—2007 的规定执行。

5 电网企业节能技术监督**5.1 规划与设计**

5.1.1 基建、技改工程项目应贯彻节能降损的原则，所选设备应符合国家能耗标准，尽量选择节能型设备，采取降低线损的技术措施。电网规划和设计应有节能篇。

5.1.2 规划设计中应考虑采用紧凑型输电及同杆多回输电技术、大截面耐热导线技术等电力新技术，改善电压质量、降低线损、提高电网经济性。

5.1.3 城市电网的规划设计应符合城市电力网规划设计的相关规定。

5.1.4 城市电网应简化电压等级，建设外围环网，高压深入市区供电，缩短供电半径，减少迂回供电，简化网络结构，采用新型配电设施。

5.1.5 导线截面的选择，除按电气、机械条件校核外，还应按导线截面的经济电流密度考虑；配网的供电半径经济合理；合理选择节能及有载调压变压器。宜采用紧凑型、小型化、无油化、绝缘化的电气设备和技

5.2 电网运行

5.2.1 根据相关国家及行业标准，应合理配置无功补偿设备，提高无功设备的运行水平，做到无功分压、

分区就地平衡，改善电压质量，降低电能损耗。合理调整运行电压，通过调整发电机、调相机的无功功率大小，投切电力电容器和并联电抗器等手段改变电力系统的无功功率平衡状况和用变压器的有载分接头位置的改变，使电压在允许偏差的范围内适度地进行调整，达到降损效果。

5.2.2 简化电压等级是有力的降损措施，应对重复降压的、非标准电压的或者负荷过重的输变电设备进行升压改造。更换粗截面导线，采用架空绝缘配电线路，采用单芯可分裂组合型防老化绝缘电线，采用地埋线等手段优化配电网的节能改造。

5.2.3 对老旧变压器进行更新改造，采用 S9 系列及以上型号和非晶态变压器等高效节能型变压器替换 S7 系列及以下型号高耗能变压器，降低变压器损耗。

5.2.4 加强电力需求侧管理，完善电价机制，发挥电价杠杆作用，激励用户合理有序用电，以提高负荷率节电降损；采取有效的削峰填谷措施，合理利用电力资源，降低线损；做好三相负荷的平衡工作，减少线损。

5.2.5 各类电能计量装置应按 DL/T 448 进行定期检定（含现场检验）及调换。关口电能表所在的变电站的母线电量不平衡率应达到：220kV 及以上电压等级的母线不大于 1%。220kV 以下电压等级的母线不大于 2%。

5.2.6 积极应用推广新技术、新工艺、新设备和新材料，利用科技进步的新成果降低技术线损。

5.2.7 严格抄表周期，抄表日不得随意改动，努力提高月末（25 日以后）及月末 24 时抄表的比重，减少统计线损率的波动。

5.2.8 各级调度部门应根据电力系统设备的技术状况、负荷潮流的变化，及时调整运行方式，使电网经济运行。

5.2.9 各级调度或变电站运行人员应根据负荷变化规律及电压状况，及时投切无功补偿设备和调整发电机运行功率。积极采用抽水蓄能、发电机进相、电子无功补偿等调相、调频技术，加强用户无功功率的监督与控制，达到相关国家及行业标准的要求，使各级电压质量及功率因数达到规定范围。

5.2.10 严格按照 DL/T 686 标准要求计算电力网电能损耗，应定期组织潮流实测及线损理论计算，定期进行线损分析，找出存在的问题，提出改进措施。

5.2.11 线损率指标实行分级管理，按期考核的原则。网损由电网经营企业负责管理考核，地区线损（送变电线路和配电线路）由供电公司负责管理考核，其线损率可按电压等级分变电站、分线路（或片）承包给各基层单位或班组。

5.2.12 线损内部统计考核指标包括关口电能表所在母线电量不平衡率，10kV 及以下电网综合线损率及有损线损率，月末日 24 时抄见电量比重，变电站站用电指标完成率，高峰、低谷负荷功率因数，月平均功率因数，电压监视点电压合格率，技术降损及营业追补电量，电能表校前合格率、检验率、轮换率、故障率。

5.2.13 加强对用户的无功电力管理，提高用户无功补偿设备的补偿效果（采用集中与分散补偿相结合方式，增加无功补偿设备，提高功率因数）。

5.2.14 各级供电部门应切实加强用电管理工作，开展经常性用电检查，减少内部责任差错损失电量，充分利用高科技手段进行反窃电管理，加强打击力度，降低管理线损。生产与生活用电要分线、分表管理。

5.2.15 提高线损管理自动化水平，改进线损管理的技术平台，提高线损管理工作者的理论技术水平，并进行定期的培训。

6 火力发电企业节能技术监督

6.1 规划、设计和基建

6.1.1 发电企业基本建设规划应贯彻执行国家的节约能源政策，合理布局，优化用能。确定先进合理的煤耗、电耗、水耗等设计指标。

DL/T 1052 — 2007

6.1.2 设计阶段的可行性研究报告应有节能篇,选用的设备高效、节能、配置合理,不应使用已公布淘汰的耗能产品。

6.1.3 在设备制造过程中,发电企业可委托第三方进行设备的现场监造,保证出厂产品符合设计要求。

6.1.4 在设计和安装过程中,所有能源计量表计应齐备,包括入厂燃料、入炉燃料、用水、用电、用热等。

6.1.5 在基建阶段,要保证安装、调试质量。建立施工单位、建设单位、调试单位、监理单位的签字验收制度。

6.1.6 火电机组在设计和安装时,应设置必要的热力试验测点,以保证对机组投产后进行经济性测试和分析,并保证热力性能试验数据的完整性和准确性。

6.1.7 火电机组在试生产阶段,应按火力发电厂基本建设工程启动及竣工验收的相关规程中规定的性能、技术经济指标考核项目,按国家标准或发电企业与制造厂确认的标准进行热力性能试验和技术经济指标考核验收。

6.1.8 火力发电企业试生产阶段应进行的节能试验项目:

- a) 锅炉热效率试验;
- b) 锅炉最大出力试验;
- c) 锅炉额定出力试验;
- d) 锅炉断油最低出力试验;
- e) 制粉系统出力及磨煤单耗试验;
- f) 汽轮机组热耗率试验;
- g) 汽轮机最大出力试验;
- h) 汽轮机额定出力试验;
- i) 供电煤耗测试;
- j) 机组散热测试;
- k) 其他有必要开展的试验。

6.2 生产运行

6.2.1 基本要求:

6.2.1.1 发电企业应根据实际情况确定综合经济指标及单项经济指标,制订节约能源规划和年度实施计划。

6.2.1.2 发电企业依靠生产管理机构,开展全面、全员、全过程的节能管理,逐项落实节能规划和计划,将各项经济指标依次分解到各有关部门,开展单项经济指标的考核,以单项经济指标来保证综合经济指标的完成。

6.2.1.3 把实际完成的综合经济指标同设计值、历史最好水平以及国内外同类型机组最好水平进行比较和分析,找出差距,提出改进措施。如设备和运行条件发生变化,则要重新核定综合经济指标水平。

6.2.2 综合经济技术指标:

6.2.2.1 发电企业应根据实际情况经全面准确分析后确定综合技术经济指标目标值。

6.2.2.2 发电企业应对全厂和机组的发电量、发电煤耗率、供电煤耗率、供热量、供热煤耗率等综合经济技术指标进行统计、分析和考核,统计计算方法参照 DL/T 904 标准。

6.2.2.3 发电企业应按照实际入炉煤量和入炉煤机械取样分析的低位发热量正平衡计算发电煤耗率。当以入厂煤和煤场盘煤计算的煤耗率和以入炉煤计算的煤耗率偏差达到 1.0% 时,应及时查找原因。发电企业的煤耗率应定期采用反平衡法校核。

6.2.2.4 发电企业应对全厂和机组的综合厂用电率、发电厂用电率、供热厂用电率等技术经济指标进行统计、分析和考核,统计计算方法按照 DL/T 904 标准。

6.2.2.5 发电企业应对全厂的发电水耗率指标进行统计、分析和考核。单机容量 125MW 及以上机组的

全厂发电水耗率不应超过表 1 范围的上限（考核指标），并力求降至表 1 范围的下限（期望指标）。已投运的单机容量小于 125MW 的机组全厂发电水耗率可参照表 1 中的指标执行。

表 1 单机容量 125MW 及以上机组的全厂发电水耗率指标 m³/MWh

供水系统	单机容量（≥300MW）	单机容量（<300MW）
采用淡水循环供水系统	2.16~2.88	2.52~3.24
采用海水直流供水系统	0.216~0.432	0.36~0.72
采用空冷机组	0.468~0.72	0.54~1.08

6.2.2.6 单机容量为 125MW 及以上循环供水凝汽式电厂全厂复用水率不宜低于 95%，严重缺水地区单机容量为 125MW 及以上凝汽式电厂全厂复用水率不宜低于 98%。

6.2.2.7 发电企业应对全厂点火、助燃用油指标进行统计、分析和考核。

6.2.3 锅炉经济技术指标：

6.2.3.1 锅炉热效率。锅炉热效率是指锅炉输出热量占输入热量的百分率。其测试方法有两种：输入—输出热量法（正平衡法）和热损失法（反平衡法）。锅炉热效率按 GB/T 10184 标准进行测试和计算。若锅炉燃用煤质发生较大变化时，应根据新的煤质计算锅炉热效率，以重新核算确定的锅炉热效率作为考核值。

锅炉热效率以统计期间最近一次试验报告的结果作为考核依据。

6.2.3.2 锅炉主蒸汽压力。锅炉主蒸汽压力是指末级过热器出口的蒸汽压力值。如果有多条管道，取算术平均值。主蒸汽压力的监督以统计报表、现场检查或测试的数据作为依据。

6.2.3.3 锅炉主蒸汽温度。锅炉主蒸汽温度是指末级过热器出口的蒸汽温度值。如果有多条管道，取算术平均值。主蒸汽温度的监督以统计报表、现场检查或测试的数据作为依据。

6.2.3.4 锅炉再热蒸汽温度。锅炉再热蒸汽温度是指末级再热器出口管道中的蒸汽温度值。如果有多条管道，取算术平均值。再热蒸汽温度的监督以统计报表、现场检查或测试的数据作为依据。

6.2.3.5 锅炉排烟温度。锅炉排烟温度是指当烟气离开锅炉尾部最后一级受热面时的烟气温度。排烟温度测点应尽可能靠近末级受热面出口处，应采用网格法多点测量平均排烟温度。若锅炉受热面改动，则根据改动后受热面的变化对锅炉进行热力校核计算，用校核计算得出的温度值作为锅炉排烟温度的考核标准。锅炉排烟温度的监督以统计报表、现场检查或测试的数据作为依据。

锅炉排烟温度（修正值）在统计期间平均值不大于规定值的 3%。

6.2.3.6 飞灰可燃物。飞灰可燃物指燃料经炉膛燃烧后形成的飞灰中未燃烬的碳的质量百分比。飞灰可燃物的监督以统计报表或现场测试的数据作为依据。

在锅炉额定出力（BRL）下，煤粉燃烧方式的飞灰可燃物 C_{fa} 随燃煤干燥无灰基挥发分 V_{daf} 的变化见表 2。

表 2 飞灰可燃物 C_{fa} 随燃煤干燥无灰基挥发分 V_{daf} 的变化关系 %

V_{daf}	$V_{daf}<6$	$6 \leq V_{daf}<10$	$10 \leq V_{daf}<15$	$15 \leq V_{daf}<20$	$20 \leq V_{daf}<30$	$V_{daf} \geq 30$
C_{fa}	20~10	10~4	8~2.5	6~2	5~1	3.5~0.5

注：认为大济含碳量大致与飞灰基本相同。

6.2.3.7 排烟含氧量。排烟含氧量是指锅炉省煤器前或后（对于空气预热器和省煤器交错布置的锅炉，选用高温段省煤器前或后）的烟气中含氧的容积含量百分率（%）。每台锅炉都有其最佳的排烟含氧量，过大过小都会降低锅炉热效率。排烟含氧量的监督以报表、现场检查或测试的数据作为依据。

DL/T 1052 — 2007

统计期排烟含氧量按规定值的±0.5%。

6.2.3.8 空气预热器漏风系数及漏风率。空气预热器漏风系数是指空气预热器烟道出、进口处的过量空气系数之差。空气预热器漏风率是指漏入空气预热器烟气侧的空气质量占进入空气预热器烟气质量的百分率。

预热器漏风系数或漏风率应每月或每季度测量一次，以测试报告的数据作为监督的依据。

管式预热器漏风系数每级不大于 0.05。

热管式预热器漏风系数每级不大于 0.01。

回转式预热器漏风率不大于 10%。

6.2.3.9 除尘器漏风率。除尘器漏风率是指漏入除尘器的空气质量占进入除尘器的烟气质量的百分率。漏风率的测试方法一般采用氧量法。除尘器漏风率至少检修前后测量一次，以测试报告的数据作为监督的依据。

电气除尘器漏风率：小于 300MW 机组除尘器漏风率不大于 5%，大于或等于 300MW 机组除尘器漏风率不大于 3%。

布袋除尘器漏风率不大于 3%。

水膜式除尘器和旋风除尘器等除尘器漏风率不大于 5%。

6.2.3.10 吹灰器投入率。吹灰器投入率是指考核期间内吹灰器正常投入台次与该装置应投入台次之比的百分数。吹灰器投入率的监督以报表、现场检查或测试的数据作为依据。

统计期间吹灰器投入率不低于 98%。

6.2.3.11 煤粉细度。随着煤粉变细磨煤机电耗和磨损增加而锅炉燃烧效率提高，因此存在一个经济煤粉细度，应由试验确定。对于燃用无烟煤、贫煤和烟煤时，煤粉细度 R_{90} 可按 $0.5nV_{daf}$ (n 为煤粉均匀性指数) 选取，煤粉细度 R_{90} 的最小值应控制不低于 4%。当燃用褐煤时，对于中速磨煤机，煤粉细度 R_{90} 取 30%~35%；对于风扇磨煤机，煤粉细度 R_{90} 取 45%~55%。煤粉细度的测定按照 DL/T 567.5 进行。

6.2.3.12 制粉系统漏风。制粉系统漏风的起点为干燥剂入磨煤机导管断面，终点在负压下运行的设备为排粉机入口，在正压下运行的设备为分离器出口断面。制粉系统的漏风系数见表 3。

表 3 制粉系统的漏风系数

名 称	钢球磨煤机		中速磨煤机	风扇磨煤机	
制粉系统形式	贮仓式	直吹式	负压	不带烟气下降管	带烟气下降管
漏风系数	0.2~0.4	0.25	0.2	0.2	0.3

6.2.4 汽轮机经济技术指标：

6.2.4.1 热耗率。热耗率是指汽轮机（燃气轮机）系统从外部热源取得的热量与其输出功率之比（kJ/kWh）。

热耗率的试验可分为三级：

- a) 一级试验，适用于新建机组或重大技术改造后的性能考核试验；
- b) 二级试验，适用于新建机组或重大技术改造后的验收或达标试验；
- c) 三级试验，适用于机组效率的普查和定期试验。

一、二级测试应由具有该项试验资质的单位承担，应严格按照国家标准或其他国际标准进行试验；三级试验可参照国家标准，通常只进行第二类参数修正。热耗率以统计期最近一次试验报告的数据作为监督依据。

6.2.4.2 汽轮机主蒸汽压力。汽轮机主蒸汽压力是指汽轮机进口，靠近自动主汽门前的蒸汽压力。如果有多条管道，取算术平均值。主蒸汽压力的监督以统计报表、现场检查或测试的数据作为依据。

统计期平均值不低于规定值 0.2MPa，滑压运行机组应按设计（或试验确定）的滑压运行曲线（或

经济阀位)对比考核。

6.2.4.3 汽轮机主蒸汽温度。汽轮机主蒸汽温度是指汽轮机进口,靠近自动主汽门前的蒸汽温度,如果有多条管道,取算术平均值。主蒸汽温度的监督以统计报表、现场检查或测试的数据作为依据。

统计期平均值不低于规定值 3℃,对于两条以上的进汽管路,各管温度偏差应小于 3℃。

6.2.4.4 汽轮机再热蒸汽温度。汽轮机再热蒸汽温度是指汽轮机中压缸进口,靠近中压主汽门前的蒸汽温度。如果有多条管道,取算术平均值。再热蒸汽温度的监督以统计报表、现场检查或测试的数据作为依据。

统计期平均值不低于规定值 3℃,对于两条以上的进汽管路,各管温度偏差应小于 3℃。

6.2.4.5 最终给水温度。最终给水温度是指汽轮机高压给水加热系统大旁路后的给水温度值。最终给水温度的监督以统计报表、现场检查或测试的数据作为依据。

统计期平均值不低于对应平均负荷设计的给水温度。

6.2.4.6 高压给水旁路漏泄率。高压给水旁路漏泄率指高压给水旁路漏泄量与给水流量的百分比。用最后一个高压给水加热器(或最后一个蒸汽冷却器)后的给水温度与最终给水温度的差值来监测。高压给水旁路漏泄状况应每月测量一次。

最后一个高压给水加热器(或最后一个蒸汽冷却器)后的给水温度应等于最终给水温度。

6.2.4.7 加热器端差。加热器端差分为加热器上端差和加热器下端差。加热器上端差是指加热器进口蒸汽压力下的饱和温度与水侧出口温度的差值。加热器下端差是指加热器疏水温度与水侧进口温度的差值。加热器端差应在 A/B 级检修前后测量。

统计期加热器端差应小于加热器设计端差。

6.2.4.8 高压加热器投入率。高压加热器投入率一是指高压加热器投运小时数与机组投运小时数的百分比。计算公式如下:

$$\text{高压加热器投入率} = \left(1 - \frac{\sum \text{单台高压加热器停运小时数}}{\text{高压加热器总台数} \times \text{机组投运小时数}} \right) \times 100\% \quad (1)$$

高压加热器随机组启停时投入率不低于 98%;高压加热器定负荷启停时投入率不低于 95%,不考核开停调峰机组。

6.2.4.9 胶球清洗装置投入率。胶球清洗装置投入率是指胶球清洗装置正常投入次数与该装置应投入次数之比的百分数。

统计期胶球清洗装置投入率不低于 98%。

6.2.4.10 胶球清洗装置收球率。胶球清洗装置收球率是指每次胶球投入后实际回收胶球数与投入胶球数之比的百分数。胶球清洗装置收球率以统计报告和现场实际测试数据作为监督依据。

统计期胶球清洗装置收球率不低于 95%。

6.2.4.11 凝汽器真空度。凝汽器真空度是指汽轮机低压缸排汽端(凝汽器喉部)的真空占当地大气压力的百分数。

对于具有多压凝汽器的汽轮机,先求出各凝汽器排汽压力所对应蒸汽饱和温度的平均值,再折算成平均排汽压力所对应的真空值。

对于闭式循环水系统,统计期凝汽器真空度的平均值不低于 92%。

对于开式循环水系统,统计期凝汽器真空度的平均值不低于 94%。

循环水供热机组仅考核非供热期,背压机组不考核。

6.2.4.12 真空系统严密性。真空系统严密性是指真空系统的严密程度,以真空下降速度表示。试验时,负荷稳定在 80%以上,在停止抽气设备的条件下,试验时间为 6min~8min,取后 5min 的真空下降速度的平均值(Pa/min)。真空系统严密性至少每月测试一次,以测试报告和现场实际测试数据作为监督依据。

对于湿冷机组,100MW 及以下机组的真空下降速度不高于 400Pa/min,100MW 以上机组的真空下

DL/T 1052—2007

降速度不高于 270Pa/min; 对于空冷机组, 300MW 及以下机组的真空下降速度不高于 130Pa/min; 300MW 以上机组的真空下降速度不高于 100Pa/min; 背压机组不考核, 循环水供热机组仅考核非供热期。

6.2.4.13 凝汽器端差。凝汽器端差是指汽轮机排汽压力下的饱和温度与凝汽器循环水出口温度之差(℃)。对于具有多压凝汽器的汽轮机, 应分别计算各凝汽器端差。凝汽器端差以统计报表或测试的数据作为监督依据。

凝汽器端差可以根据循环水温度制定不同的考核值:

- a) 当循环水入口温度小于或等于 14℃时, 端差不大于 9℃;
- b) 当循环水入口温度大于 14℃并小于 30℃时, 端差不大于 7℃;
- c) 当循环水入口温度大于或等于 30℃时, 端差不大于 5℃;
- d) 背压机组不考核, 循环水供热机组仅考核非供热期。

6.2.4.14 凝结水过冷度。凝结水过冷度是指汽轮机排汽压力下的饱和温度与凝汽器热井水温度之差(℃)。凝结水过冷度以统计报表或测试的数据作为监督依据。

统计期平均值不大于 2℃。

6.2.4.15 湿式冷却水塔的冷却幅高。湿式冷却水塔的冷却幅高是指冷却水塔出口水温度与大气湿球温度的差值(℃)。湿式冷却水塔的冷却幅高应每月测量一次, 以测试报告和现场实际测试数据作为监督依据。

在冷却塔热负荷大于 90%的额定负荷、气象条件正常时, 夏季测试的冷却水塔出口水温度不高于大气湿球温度 7℃。

6.2.4.16 疏放水阀门漏泄率。疏放水阀门漏泄率是指内漏和外漏的阀门数量占全部疏放水阀门数量的百分数。对各疏放水阀门至少每月检查一次, 以检查报告作为监督依据。

疏放水阀门漏泄率不大于 3%。

6.2.4.17 汽轮机通流部分内效率。汽轮机通流部分内效率是指通流部分的实际焓降与等熵焓降之比。

对排汽为过热蒸汽的高压缸通流部分内效率和中压缸通流部分内效率每月测试一次, 并与设计值进行比较、分析, 以测试报告数据作为监督依据。

6.2.5 节电指标:

6.2.5.1 辅助设备单耗。辅助设备单耗是指每生产单位质量的工质或输送单位质量的工质消耗的电量。辅助设备主要包括给水泵、循环水泵、凝结水泵、一次风机/排粉机、送风机、引风机、磨煤机、除尘器、脱硫设备、输煤系统、制水系统、除灰系统等。对 6000V 及以上的辅助设备应每月统计一次单耗。

6.2.5.2 辅助设备耗电率。辅助设备耗电率是指辅助设备消耗的电量与机组发电量的百分比。对 6000V 及以上的辅助设备应每月统计一次耗电率。

6.2.5.3 非生产耗电量。非生产耗电量是指电厂非生产所消耗的电量。每月应对非生产消耗的电量以及收费的电量进行统计。

6.2.6 节水指标:

6.2.6.1 化学自用水率。化学自用水率是指化学制水车间消耗的水量占化学制水车间取用水量的百分比。以统计报表作为监督依据。

地下取水: 统计期化学自用水率不高于 6%。

江、河、湖取水: 统计期化学自用水率不高于 10%。

6.2.6.2 机组补水率。机组补水率是指向锅炉、汽轮机及其热力循环系统补充的除盐水量占锅炉实际蒸发量的百分比。以统计报表作为监督依据。

单机容量大于 300MW 凝汽机组, 其机组补水率低于锅炉实际蒸发量的 1.5%。

单机容量小于 300MW 凝汽机组, 其机组补水率低于锅炉实际蒸发量的 2.0%。

6.2.6.3 汽水损失率。汽水损失率是指锅炉、汽轮机设备及其热力循环系统由于漏泄引起的汽、水损失量占锅炉实际蒸发量的百分比。以实际测试值作为监督依据。

汽水损失率应低于锅炉实际蒸发量的 0.5%。

6.2.6.4 水灰比。采用水力除灰系统的电厂（海水除外）水灰比是指输送每吨重量的灰、渣时所耗用水的重量。电厂应在除灰系统管路上设置测量点，并有专门的测量器具，每季度测量一次。以测量报告数据作为监督依据。

高浓度灰浆的水灰比应为 2.5~3。

中浓度灰浆的水灰比应为 5~6。

不宜采用低浓度水力除灰。

6.2.6.5 循环水浓缩倍率。循环水浓缩倍率是指采用湿式冷却水塔的电厂，循环冷却水的含盐浓度与补充水的含盐浓度之比。循环水系统的浓缩倍率应根据水源条件（水质、水量、水价等）、凝汽器管材，通过试验并经技术分析比较后确定。各种水处理方案一般宜达到以下效果：

a) 加防垢、防腐药剂及加酸处理时，浓缩倍率可控制在 3.0 左右；

b) 采用石灰处理时，浓缩倍率可控制在 5.0 左右；

c) 采用弱酸树脂等处理方式时，浓缩倍率可控制在 5.0 左右。

6.2.6.6 循环水排污回收率。循环水排污回收率是指排污水的利用量与循环水排污量的百分比，即排污的循环水可作为冲灰除渣或经过简单处理后用于其他系统的供水水源。

循环水排污回收率应为 100%。

6.2.6.7 工业水回收率。工业水回收率是指用于电厂辅机的密封水、冷却水等回收的数量与使用数量的百分比。电厂辅机的密封水、冷却水等应循环使用或梯级使用。工业水回收率尽可能达到 100%。

6.2.6.8 贮存灰渣场澄清水的回收。贮存灰渣场的澄清水一般不宜外排，应根据澄清水的水质、水量、灰场与电厂之间的距离、电厂的水源条件和环保要求等，经综合技术经济比较后确定回收利用方式。对低浓度水力除灰渣的电厂，应进行灰水回收再利用。

6.2.7 燃料指标：

6.2.7.1 燃料检斤率。燃料检斤率是指燃料检斤量与实际燃料收入量的百分比，以统计报表数据作为监督依据。

燃料检斤率应为 100%。

6.2.7.2 燃料检质率。燃料检质率是指进行质量检验的燃料数量与实际燃料收入量的百分比，以统计报表数据作为监督依据。

燃料检质率应为 100%。

6.2.7.3 入厂煤与入炉煤热量差。入厂煤与入炉煤热量差是指入厂煤收到基低位发热量（加权平均值）与入炉煤收到基低位发热量（加权平均值）之差。计算入厂煤与入炉煤热量差应考虑燃料收到基外在水分变化的影响，并修正到同一外在水分的状态下进行计算，以统计报表数据作为监督依据。

入厂煤与入炉煤的热量差不大于 502kJ/kg。

6.2.7.4 煤场存损率。煤场存损率是指燃煤储存损失的数量与实际库存燃煤量的百分比，以统计报表数据作为监督依据。

煤场存损率不大于 0.5%，也可根据具体情况实际测量煤场存损率，报上级主管单位批准后作为监督依据。

6.2.8 保温效果。当环境温度不高于 25℃时，热力设备、管道及其附件的保温结构外表面温度不应超过 50℃；当环境温度高于 25℃时，保温结构外表面温度与环境温度的温差应不大于 25℃。

设备、管道及其附件外表面温度超过 60℃时应采取保温措施，保温效果的测试参照 DL/T 934 标准，宜采用红外辐射温度计法。保温效果的测试应在机组 A/B 级检修前后进行，以测试报告的数据作为监督依据。

6.3 能源计量

6.3.1 基本要求：

DL/T 1052 — 2007

6.3.1.1 能源计量是节能监督的基础，应配齐生产和非生产的煤、油、汽、气、水、电计量表计。

6.3.1.2 能源计量装置的配备与管理按国家或行业有关规定和要求进行，能源计量装置的选型、精确度、测量范围和数量，应能满足能耗定额管理、能耗考核及商务结算的需要。

6.3.1.3 对全部能源计量器具应建立检定及校验、使用和维护制度，并设有相应的设备档案台账。

6.3.1.4 生产用能和非生产用能严格分开，加强管理，节约使用，对非生产用能按规定收费。

6.3.2 燃料计量：

6.3.2.1 保证入厂燃料计量准确。铁路进煤的应有铁路轨道衡，汽车进煤的应有汽车衡，对于船舶进煤的电厂，以船舶检尺计算；燃油电厂可采用检斤或检尺法计量，同时做好油温度、密度测量；天然气以入厂表计计量为准。

6.3.2.2 应对全厂煤、油、气等采样、制样、化验及计量装置定期校验，并有合格的校验证书。

6.3.2.3 入厂煤宜使用机械采样装置，也可人工采样。火车运输的煤样采取方法按 GB 475 进行，船舶运输的煤样采取方法按 DL/T 569 进行，汽车运输的煤样采取方法按 DL/T 576 进行，按各标准采取的煤样可代表商品煤的平均质量，该煤样分析结果可作为验收或抽检进厂商品煤质量的依据。天然气的采样按 GB/T 13609 标准进行。

6.3.2.4 进厂煤样的制备方法按 GB 474 进行，发电用煤质量验收及抽检方法按 GB/T 18666 进行。

6.3.2.5 入厂燃料在进厂后，立即采样并制样，24h 内提出化验报告。

6.3.2.6 入炉煤应以皮带秤或给煤机测量，皮带秤定期采用实物标定；入炉油可用流量计或储油容器液位计算。

6.3.2.7 单元制机组的电厂入炉煤应有分炉计量装置。

6.3.2.8 入炉煤的采取煤样应代表入炉煤的平均质量，入炉煤应采用机械采样装置，机械采样装置投入率在 90% 以上，机械采样装置应每半年进行一次采样精密度核对。

6.3.2.9 入炉煤样品的采取按 DL/T 567.2 的规定，入炉煤样品的制备按 DL/T 567.4 的规定。

6.3.2.10 入厂与入炉燃料的化验按下列标准进行：

- a) 煤中全水分的测定方法按 GB/T 211 进行化验；
- b) 煤的工业分析方法按 GB/T 212 进行化验；
- c) 煤的发热量测定按 GB/T 213 进行化验；
- d) 煤的元素分析方法按 GB/T 476 进行化验；
- e) 燃油发热量的测定按 DL/T 567.8 进行化验；
- f) 燃油元素分析按 DL/T 567.9 进行化验；
- g) 天然气发热量、密度、相对密度和沃泊指数的计算方法按 GB/T 11062 进行化验；
- h) 天然气的组成分析气相色谱法按 GB/T 13610 进行化验。

6.3.2.11 加强储煤场管理，合理分类堆放，定期测温。采取措施，防止自燃和热量损失，煤场盘点每月进行一次，盘点按照 DL/T 606.2 标准进行。

6.3.2.12 每台锅炉均应装设燃油流量计，保证能单独计量，考核单炉用油量。

6.3.3 电能计量：

6.3.3.1 发电机出口，主变压器出口，高、低压厂用变压器，高压备用变压器、用于贸易结算的上网线路的电能计量装置精度等级应不低于 DL/T 448 的规定，现场检验率应达 100%，检验合格率不低于 98%。

6.3.3.2 6kV 及以上电动机应配备电能计量装置，电能表精度等级不低于 1.0 级，互感器精度等级不低于 0.5 级，检验合格率不低于 95%。

6.3.3.3 非生产用电应配齐计量表计，电能表精度等级不低于 1.0 级，检验合格率不低于 95%。

6.3.3.4 应绘制全厂用电计量点图，有专人负责电能的计量工作，随时掌握系统中各计量点的用电情况，根据节能的要求进行有效的控制。

6.3.4 热能计量：

6.3.4.1 向热力系统外供蒸汽和热水的机组应配置必要的热能计量装置。测点布置合理、安装符合技术要求，并应定期校验、检查、维护和修理，保证计量数据的准确性。

6.3.4.2 热能计量仪表的配置应结合热平衡测试的需要，二次仪表应定期检验并有合格检测报告。

一级热能计量（对外供热收费的计量）的仪表配备率、合格率、检测率和计量率均应达到 100%。

二级热能计量（各机组对外供热及回水的计量）的仪表配备率、合格率、检测率均应达到95%以上，计量率应达到90%。

三级热能计量（各设备和设施用热、生活用热计量）也应配置仪表，计量率应达到 85%。

6.3.4.3 电厂应有完整的热能计量仪表的详细资料（一次元件设计图，流量设计计算书，二次仪表的规格、精度等级等），电厂应有合格的定期检验报告。

6.3.4.4 电厂应在下列各处设置热能计量仪表：

- a) 对外收费的供热管；
- b) 单台机组对外供热管；
- c) 厂内外非生产用热管；
- d) 对外供热后的回水管；
- e) 除本厂热力系统外的其他生产用热。

6.3.4.5 对零散消耗热量和排放热能，可根据现场实际条件，采用直接测量、计算或估算的方法。

6.3.4.6 热能计量宜安装累积式热能表计。

6.3.4.7 应绘制全厂供热计量点图，有专人负责热量的计量工作，随时掌握系统中各计量点的用热情况，根据节能的要求进行有效地控制。

6.3.5 水量计量：

6.3.5.1 电厂的用水和排水系统应配置必要的水量计量装置，水量计量装置应根据用水和排水的特点、介质的性质、使用场所和功能要求进行选择。测点布置合理、安装符合技术要求，并应定期校验、检查、维护和修理，保证计量数据的准确性。

6.3.5.2 水量计量仪表的配置应结合水平衡测试的需要，二次仪表应定期检验并有合格检测报告。

一级用水计量（全厂各种水源的计量）的仪表配备率、合格率、检测率和计量率均应达到 100%。

二级用水计量（各类分系统）的仪表配备率、合格率、检测率均应达到95%以上，计量率应达到90%。

三级用水计量（各设备和设施用水、生活用水计量）也应配置仪表，计量率应达到 85%。

水表的精确度等级不应低于 2.5 级。

6.3.5.3 水量计量仪表通常为超声波流量计、喷嘴或孔板流量计、叶轮流量计等，电厂应有计量仪表的详细资料（图纸，流量设计计算书，二次仪表的规格、精度等级等）。

6.3.5.4 电厂应在下列各处设置累计式流量表：

- a) 取水泵房（地表和地下水）的原水管；
- b) 原水入厂区后的水管；
- c) 进入主厂房的工业用水管；
- d) 供预处理装置或化学水处理车间的原水总管及化学水处理后的除盐水出水管；
- e) 循环冷却水补充水管；
- f) 除灰渣系统及烟尘净化装置系统用水管；
- g) 热网补充水管；
- h) 各机组除盐水补水管；
- i) 非生产用水总管；
- j) 其他需要计量处。

6.3.5.5 对零散用水或间歇用水，可根据现场实际条件，采用直接测量、计算或估算的方法。

6.3.5.6 应绘制全厂用水计量点图，有专人负责水量的计量工作，随时掌握系统中各计量点的用水情况，

DL/T 1052 — 2007

根据节水的要求进行有效地控制。

6.4 节能技术措施

6.4.1 基本要求：

6.4.1.1 加强设备管理，提高维护与检修质量，及时消除设备缺陷，使设备始终保持健康状态。

6.4.1.2 建立完整、有效的维护与检修质量监督体系，制定检修规程，明确检修工艺和质量要求，检修中加强检查、督促，把好质量关，检修后应有质量验收报告。

6.4.1.3 对机组经济性影响较大的设备缺陷，应优先安排资金用于检修或技术改造。

6.4.2 运行、维护与检修：

6.4.2.1 运行人员要树立节能意识，不断总结操作经验，使各项运行参数达到规定值。

6.4.2.2 应尽可能燃烧设计煤种，当煤质变化较大或燃用新煤种时，根据不同煤质及锅炉设备特性，研究确定掺烧方式和掺烧配比。并按照 GB/T 219 进行煤灰熔融性测定，按照 GB/T 2565 进行煤的可磨性指数测定。

6.4.2.3 运行中要掌握入炉煤质的变化，根据煤种、煤质分析报告及燃烧状况，及时进行燃烧调整，使机组蒸汽参数保持经济值，减少过热器与再热器减温水的投入量。

6.4.2.4 应定期对锅炉受热面、空气预热器、暖风器、凝汽器和加热器等换热设备进行清洗，以提高传热效果。在对凝汽器清洗时，通常可采用胶球在运行中连续清洗凝汽器法、运行中停用半组凝汽器轮换清洗法或停机后用高压射流清洗机逐根管子清洗等方法。保持凝汽器的胶球清洗装置（包括二次滤网）经常处于良好状态。

6.4.2.5 保持汽轮机在最有利的排汽压力下运行，当真空系统严密性不合格时，应检查泄漏原因，及时消除。在凝汽器管束清洁状态和凝汽器真空严密性良好的状况下，绘制不同循环水进口温度与机组出力、端差的关系曲线，作为经济运行的依据。

6.4.2.6 高压加热器启停时应按规定控制温度变化速率，防止温度急剧变化。维持正常水位，保持高压加热器旁路阀门的严密性，使给水温度达到相应值。要注意各级加热器的端差和相应抽汽的充分利用，使回热系统保持最经济的运行方式。

6.4.2.7 加强维护，保证热力系统各阀门处于正确阀位。通过检修，消除阀门和管道泄漏，治理漏汽、漏水、漏油、漏风、漏灰、漏煤、漏粉、漏热等问题。

6.4.2.8 冷水塔应按规定做好检查和维护工作，结合检修进行彻底清污和整修；若循环水流量发生变化，应及时调整塔内配水方式，充分利用水塔冷却面积；采用高效淋水填料和新型喷淋装置，提高水塔冷却效率。

6.4.2.9 加强化学监督，做好水处理工作，严格执行锅炉排污制度，加强直流锅炉冷、热态冲洗，防止锅炉和凝汽器、加热器等受热面以及汽轮机通流部分发生腐蚀、结垢。

6.4.2.10 对各种运行仪表应加强管理，做到装设齐全、可靠。做好热控系统检测仪表的检修与维护，保证参数测试准确。

6.4.2.11 在满足电网调度要求的基础上，优化机组运行方式，进行电、热负荷的合理分配和主要辅机的优化组合，实现经济运行。

6.4.3 技术改造：

6.4.3.1 在保证设备、系统安全可靠运行的前提下，采用先进的节能技术、工艺、设备和材料，依靠科技进步，降低设备和系统的能量消耗。鼓励对技术成熟、效益显著的项目进行宣传和推广。

6.4.3.2 对改造项目，改造前要进行节能技术可行性研究，认真制定设计方案，落实施工措施，改造后应有经济性验收报告。

6.4.3.3 对汽轮机通流效率较低的机组，通过通流部分改造、精修通流部件、调整汽门重叠度及汽封改造等措施，降低机组热耗率。

6.4.3.4 对效率较低的水泵和风机，可实施节能技术改造；对负荷变动较大的旋转机械，宜使用变速或

变频技术改造。

6.4.3.5 对损耗大的主变压器、厂用变压器实施节能技术改造。

6.4.3.6 宜实施节水技术改造的几类条件：

- a) 对于闭式循环冷却水，在保证冷却能力的前提下，提高浓缩倍率，降低排污率，并对排污水进行合理利用；
- b) 对电厂内部的疏水、排水系统进行改造，使其全部回收再利用；
- c) 有条件的电厂，可进行干除灰或干灰输送技术的改造；
- d) 对低浓度水力除灰的电厂，积极开展灰水回收再利用，实现灰水零排放；
- e) 对严重缺水地区，可进行直接或间接空冷技术改造；
- f) 对于海边电厂，宜使用海水淡化技术；
- g) 对生产或生活污水进行污水处理回收技术改造；
- h) 应加强对生活用水的管理，对卫生间、食堂、浴室等场所采用节水阀门改造。

6.4.3.7 实施节油技术改造，减少锅炉点火和助燃用油。

6.5 节能技术检测

6.5.1 基本要求：

6.5.1.1 发电企业应开展节能检测工作，掌握设备性能和指标，并制定节能检测实施办法。

6.5.1.2 节能检测应严格执行国家或行业的相关标准，没有标准的，应根据实际情况制定检测方法。

6.5.1.3 发电企业应设专人负责节能检测工作。常规节能检测项目发电企业可自行完成，大型节能检测项目可委托专业机构完成。

6.5.1.4 节能检测应与能耗诊断、经济性分析相结合，通过检测，对设备存在的问题提出改进意见。

6.5.2 节能检测人员和设备：

6.5.2.1 发电企业宜设专职或兼职节能检测人员，节能检测人员应了解国家有关节能检测方面的政策、法规，掌握常用的节能检测标准，熟悉电厂设备规范和运行状况，熟练掌握测试仪表，能够完成电厂常规节能检测项目和经济性分析。节能检测人员应经过培训考核合格。

6.5.2.2 发电企业应配备相关的节能检测仪表，检测仪表的准确度、稳定度、测量范围和数量应满足相关标准的要求，所有检测仪表应定期校验，有合格的校验证书。

6.5.3 试验测点：

6.5.3.1 新建或扩建的电厂应在设计和基建阶段完成试验测点的安装，对投产后不完善的试验测点加以补装，对于常规的节能检测应有专用试验测点。

6.5.3.2 试验测点应满足开展锅炉热效率、汽轮机热耗率、发电机效率的测试要求，具有必要的专用测点和试验时可更换的运行表计。

6.5.3.3 试验测点应满足重点辅助设备，如加热器、凝汽器、水塔、大型水泵、磨煤机、风机等性能试验的要求。

6.5.4 节能检测项目：

6.5.4.1 在机组 A 级检修前后应按标准 GB/T 10184 或 DL/T 964 进行锅炉热效率试验。

6.5.4.2 在机组 A 级检修前后应按标准 GB/T 8117、GB/T 14100 或 DL/T 851 进行热耗率试验。

6.5.4.3 结合 B/C 级检修，宜开展锅炉热效率、汽轮机热耗率试验。

6.5.4.4 机组 A 级检修前后宜进行重要水泵（如给水泵、循环水泵、凝结水泵等）的效率试验。采用标准为 GB/T 3216 或 DL/T 839。

6.5.4.5 机组 A 级检修前后宜进行重要风机（如送风机、一次风机/排粉机、引风机等）的效率试验，标准采用 DL/T 469。

6.5.4.6 在一个 A 级检修期内应开展冷却水塔、空冷塔和空冷凝汽器的冷却能力试验，有条件时宜开展冷却水塔的性能试验。冷却水塔的试验标准采用 DL/T 1027，空冷塔和空冷凝汽器的试验标准采用

DL / T 1052 — 2007

DL/T 552。

6.5.4.7 每五年宜开展一次全厂水平衡、电平衡、热平衡和燃料平衡的测试，采用标准为 DL/T 606。

6.5.4.8 每月应进行一次真空系统严密性试验，每季度至少进行一次空气预热器漏风率等试验。

6.5.4.9 重大设备改造前后应进行性能评价。

6.5.4.10 按照相关标准进行其他节能项目检测。

6.6 节能技术资料**6.6.1 基本要求：**

6.6.1.1 节能管理人员应掌握国家、行业及上级有关节能的政策、法规、规程、规范、标准、制度，并做好宣传工作。

6.6.1.2 发电企业应有本企业内部的节能技术管理规定和节能技术监督考核实施细则。

6.6.1.3 发电企业应建立与节能有关的设备档案。

6.6.2 规章制度与报表：

6.6.2.1 结合企业实际情况，制定相应的节能技术监督管理办法，该办法至少每四年修订一次。

6.6.2.2 制定节能技术监督考核实施细则，包括生产运行指标、燃料管理、节水、节电、节油和设备治理等。该细则至少每四年修订一次。

6.6.2.3 应制定非生产用能（用煤、用电、用热、用汽、用水等）的管理办法。

6.6.2.4 根据相关标准，制定常规的节能检测办法。

6.6.2.5 应制定年度节能计划和中长期节能规划。

6.6.2.6 节能技术监督会议应有完整的记录，每季度、半年和年度应有节能技术监督总结报告。

6.6.2.7 每月统计一次节能技术监督数据报表（参见附录 A），并做好经济指标分析记录。

6.6.2.8 节能检测报告应存档。

6.6.2.9 为机组经济运行制定各种曲线或表格。

6.6.3 设备管理档案：

6.6.3.1 汽轮机、锅炉、发电机及主变压器的设计规范。

6.6.3.2 重要辅助设备的设计规范和特性曲线。

6.6.3.3 锅炉、汽轮机热力计算书。

6.6.3.4 设备改造的技术文件。

附 录 A
(资料性附录)
火力发电厂节能技术监督月报表

火力发电厂节能技术监督报表见表 A.1~表 A.3。

表 A.1 火力发电厂节能技术监督月报表 (甲)

发电厂名称: 年 月

炉号	锅炉容量 t/h	炉产汽量 t/h		运行小时 h		平均流量 t/h		最大流量 t/h		主汽压力 MPa		主汽温度 ℃		再热汽压 MPa		再热汽温 ℃	
		本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计
炉号	锅炉容量 t/h	冷风温度 ℃		排烟温度 ℃		氧量 %		空气预热器漏风 %		飞灰可燃物 %		灰渣可燃物 %		锅炉效率 %		排污率 %	
		本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计	本月	累计

批准: 审核: 填报: 年 月 日

DL / T 1052 — 2007

表 A.2 火力发电厂节能技术监督月报表 (乙)

发电厂名称:

年 月

[illegible]

批准:

审核:

填报:

年 月 日

发电厂名称:

统计内容				发电量 MWh	供热量 GJ	厂用电量		厂用电率		标准煤量		标准煤耗率		燃料消耗情况					
全厂	今年	本月				发电	供热	发电	供热	发电	供热	发电	供热	项目	单位	本月	累计	煤	油
	实际	累计				MWh	MWh	%	%	t	t	g/kWh	g/kWh	计划量	t				
	去年	当月												实际入厂量	t				
	实际	累计												发电供热用量	t				
	本月计划													非生产用量	t				
差值	与本月													储途损失量	t				
	计划比(±)													月末库存量	t				
	与去年													到货率	%				
主设备完好率 %	同月比(±)																		
	全厂					主要设备停用影响发电电量情况(MWh)													
	机					计划停用		非计划停用		调峰起停影响				检斤率	%				
	炉					时间h	影响电量	时间h	影响电量	次数	影响电量			检出亏吨煤量	t				
	电					本月	本月	本月	本月	本月	本月			追回亏吨煤量	t				
安全运行天数: 天	变					本月	本月	本月	本月	本月	本月	本月	本月	化验核实率	%				
						本月	本月	本月	本月	本月	本月	本月	本月	检出质价不符	t				
						本月	本月	本月	本月	本月	本月	本月	本月	入厂发热量	MJ/kg				
						本月	本月	本月	本月	本月	本月	本月	本月	炉前发热量	MJ/kg				
						本月	本月	本月	本月	本月	本月	本月	本月	助燃用油	t	u月	次/月		
													点火用油		u次				
指 标				单位	本月	累计		辅助设备用电率				水消耗指标							
上网供电煤耗				g/kWh				设备名称	单位	本月	累计	项目	单位	本月	累计				
综合厂用电率				%				给水泵	%			发电水耗	m³/MWh						
非生产用电率				%				循环水泵	%			供热水耗	m³/GJ						
非生产用热量				GJ/h				凝结水泵	%			全厂复用水率	%						
非生产用水量				t/h				送风机/引风机	%			汽水损失率	%						
胶球清洗装置投入率				%				一次风机/非粉机	%			发电补水率	%						
胶球装置收球率				%				磨煤机	%			供热补水率	%						
保温不合格处				m²				除灰系统	%			化学自用水率	%						
汽水泄漏点数				个				输煤系统	%			循环水浓缩倍率	—						
								化学制水	%			水灰比	—						

批准:

审核:

填报:

年 月 日