

附件

煤电节能减排升级与改造行动计划 (2014—2020 年)

为贯彻中央财经领导小组第六次会议和国家能源委员会第一次会议精神，落实《国务院办公厅关于印发能源发展战略行动计划（2014—2020年）的通知》（国办发〔2014〕31号）要求，加快推动能源生产和消费革命，进一步提升煤电高效清洁发展水平，制定本行动计划。

一、指导思想和行动目标

（一）指导思想。全面落实“节约、清洁、安全”的能源战略方针，推行更严格能效环保标准，加快燃煤发电升级与改造，努力实现供电煤耗、污染排放、煤炭占能源消费比重“三降低”和安全运行质量、技术装备水平、电煤占煤炭消费比重“三提高”，打造高效清洁可持续发展的煤电产业“升级版”，为国家能源发展和战略安全夯实基础。

（二）行动目标。全国新建燃煤发电机组平均供电煤耗低于 300 克标准煤/千瓦时（以下简称“克/千瓦时”）；东部地区新建燃煤发电机组大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值，中部地区新建机组原则上接近或达到燃气轮机组排放限值，鼓励西部地区新建机组接近或达到燃气轮机组排放限值。

到 2020 年，现役燃煤发电机组改造后平均供电煤耗低于 310

克/千瓦时，其中现役 60 万千瓦及以上机组（除空冷机组外）改造后平均供电煤耗低于 300 克/千瓦时。东部地区现役 30 万千瓦及以上公用燃煤发电机组、10 万千瓦及以上自备燃煤发电机组以及其他有条件的燃煤发电机组，改造后大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机排放限值。

在执行更严格能效环保标准的前提下，到 2020 年，力争使煤炭占一次能源消费比重下降到 62% 以内，电煤占煤炭消费比重提高到 60% 以上。

二、加强新建机组准入控制

（三）严格能效准入门槛。新建燃煤发电项目（含已纳入国家火电建设规划且具备变更机组选型条件的项目）原则上采用 60 万千瓦及以上超超临界机组，100 万千瓦级湿冷、空冷机组设计供电煤耗分别不高于 282、299 克/千瓦时，60 万千瓦级湿冷、空冷机组分别不高于 285、302 克/千瓦时。

30 万千瓦及以上供热机组和 30 万千瓦及以上循环流化床低热值煤发电机组原则上采用超临界参数。对循环流化床低热值煤发电机组，30 万千瓦级湿冷、空冷机组设计供电煤耗分别不高于 310、327 克/千瓦时，60 万千瓦级湿冷、空冷机组分别不高于 303、320 克/千瓦时。

（四）严控大气污染物排放。新建燃煤发电机组（含在建和项目已纳入国家火电建设规划的机组）应同步建设先进高效脱硫、脱硝和除尘设施，不得设置烟气旁路通道。东部地区（辽宁、北京、

天津、河北、山东、上海、江苏、浙江、福建、广东、海南等 11 省市)新建燃煤发电机组大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值(即在基准氧含量 6%条件下,烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10、35、50 毫克/立方米),中部地区(黑龙江、吉林、山西、安徽、湖北、湖南、河南、江西等 8 省)新建机组原则上接近或达到燃气轮机组排放限值,鼓励西部地区新建机组接近或达到燃气轮机组排放限值。支持同步开展大气污染物联合协同脱除,减少三氧化硫、汞、砷等污染物排放。

(五)优化区域煤电布局。严格按照能效、环保准入标准布局新建燃煤发电项目。京津冀、长三角、珠三角等区域新建项目禁止配套建设自备燃煤电站。耗煤项目要实行煤炭减量替代。除热电联产外,禁止审批新建燃煤发电项目;现有多台燃煤机组装机容量合计达到 30 万千瓦以上的,可按照煤炭等量替代的原则建设为大容量燃煤机组。

统筹资源环境等因素,严格落实节能、节水和环保措施,科学推进西部地区锡盟、鄂尔多斯、晋北、晋中、晋东、陕北、宁东、哈密、准东等大型煤电基地开发,继续扩大西部煤电东送规模。中部及其他地区适度建设路口电站及负荷中心支撑电源。

(六)积极发展热电联产。坚持“以热定电”,严格落实热负荷,科学制定热电联产规划,建设高效燃煤热电机组,同步完善配套供热管网,对集中供热范围内的分散燃煤小锅炉实施替代和限期淘汰。到 2020 年,燃煤热电机组装机容量占煤电总装机容量比重

力争达到 28%。

在符合条件的大中型城市，适度建设大型热电机组，鼓励建设背压式热电机组；在中小型城市和热负荷集中的工业园区，优先建设背压式热电机组；鼓励发展热电冷多联供。

（七）有序发展低热值煤发电。严格落实低热值煤发电产业政策，重点在主要煤炭生产省区和大型煤炭矿区规划建设低热值煤发电项目，原则上立足本地消纳，合理规划建设规模和建设时序。禁止以低热值煤发电名义建设常规燃煤发电项目。

根据煤矸石、煤泥和洗中煤等低热值煤资源的利用价值，选择最佳途径实现综合利用，用于发电的煤矸石热值不低于 5020 千焦（1200 千卡）/千克。以煤矸石为主要燃料的，入炉燃料收到基热值不高于 14640 千焦（3500 千卡）/千克，具备条件的地区原则上采用 30 万千瓦级及以上超临界循环流化床机组。低热值煤发电项目应尽可能兼顾周边工业企业和居民集中用热需求。

三、加快现役机组改造升级

（八）深入淘汰落后产能。完善火电行业淘汰落后产能后续政策，加快淘汰以下火电机组：单机容量 5 万千瓦及以下的常规小火电机组；以发电为主的燃油锅炉及发电机组；大电网覆盖范围内，单机容量 10 万千瓦级及以下的常规燃煤火电机组、单机容量 20 万千瓦级及以下设计寿命期满和不实施供热改造的常规燃煤火电机组；污染物排放不符合国家最新环保标准且不实施环保改造的燃煤火电机组。鼓励具备条件的地区通过建设背压式热电机组、高效清

洁大型热电机组等方式，对能耗高、污染重的落后燃煤小热电机组实施替代。2020年前，力争淘汰落后火电机组1000万千瓦以上。

（九）实施综合节能改造。因厂制宜采用汽轮机通流部分改造、锅炉烟气余热回收利用、电机变频、供热改造等成熟适用的节能改造技术，重点对30万千瓦和60万千瓦等级亚临界、超临界机组实施综合性、系统性节能改造，改造后供电煤耗力争达到同类型机组先进水平。20万千瓦级及以下纯凝机组重点实施供热改造，优先改造为背压式供热机组。力争2015年前完成改造机组容量1.5亿千瓦，“十三五”期间完成3.5亿千瓦。

（十）推进环保设施改造。重点推进现役燃煤发电机组大气污染物达标排放环保改造，燃煤发电机组必须安装高效脱硫、脱硝和除尘设施，未达标排放的要加快实施环保设施改造升级，确保满足最低技术出力以上全负荷、全时段稳定达标排放要求。稳步推进东部地区现役30万千瓦及以上公用燃煤发电机组和有条件的30万千瓦以下公用燃煤发电机组实施大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值的环保改造，2014年启动800万千瓦机组改造示范项目，2020年前力争完成改造机组容量1.5亿千瓦以上。鼓励其他地区现役燃煤发电机组实施大气污染物排放浓度达到或接近燃气轮机组排放限值的环保改造。

因厂制宜采用成熟适用的环保改造技术，除尘可采用低（低）温静电除尘器、电袋除尘器、布袋除尘器等装置，鼓励加装湿式静电除尘装置；脱硫可实施脱硫装置增容改造，必要时采用单塔双循

环、双塔双循环等更高效率脱硫设施；脱硝可采用低氮燃烧、高效率 SCR（选择性催化还原法）脱硝装置等技术。

（十一）强化自备机组节能减排。对企业自备电厂火电机组，符合第（八）条淘汰条件的，企业应实施自主淘汰；供电煤耗高于同类型机组平均水平 5 克/千瓦时及以上的自备燃煤发电机组，应加快实施节能改造；未实现大气污染物达标排放的自备燃煤发电机组要加快实施环保设施改造升级；东部地区 10 万千瓦及以上自备燃煤发电机组要逐步实施大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值的环保改造。

在气源有保障的条件下，京津冀区域城市建成区、长三角城市群、珠三角区域到 2017 年基本完成自备燃煤电站的天然气替代改造任务。

四、提升机组负荷率和运行质量

（十二）优化电力运行调度方式。完善调度规程规范，加强调峰调频管理，优先采用有调节能力的水电调峰，充分发挥抽水蓄能电站、天然气发电等调峰电源作用，探索应用储能调峰等技术。

合理确定燃煤发电机组调峰顺序和深度，积极推行轮停调峰，探索应用启停调峰方式，提高高效环保燃煤发电机组负荷率。完善调峰调频辅助服务补偿机制，探索开展辅助服务市场交易，对承担调峰任务的燃煤发电机组适当给予补偿。

完善电网备用容量管理办法，在区域电网内统筹安排系统备用容量，充分发挥电力跨省区互济、电量短时互补能力。合理安排各

类发电机组开机方式，在确保电网安全的前提下，最大限度降低电网旋转备用容量。支持有条件的地区试点实行由“分机组调度”调整为“分厂调度”。

（十三）推进机组运行优化。加强燃煤发电机组综合诊断，积极开展运行优化试验，科学制定优化运行方案，合理确定运行方式和参数，使机组在各种负荷范围内保持最佳运行状态。扎实做好燃煤发电机组设备和环保设施运行维护，提高机组安全健康水平和设备可用率，确保环保设施正常运行。

（十四）加强电煤质量和计量控制。发电企业要加强燃煤采购管理，鼓励通过“煤电一体化”、签订长期合同等方式固定主要煤源，保障煤质与设计煤种相符，鼓励采用低硫分低灰分优质燃煤；加强入炉煤计量和检质，严格控制采制化偏差，保证煤耗指标真实可信。

限制高硫分高灰分煤炭的开采和异地利用，禁止进口劣质煤炭用于发电。煤炭企业要积极实施动力煤优质化工程，按要求加快建设煤炭洗选设施，积极采用筛分、配煤等措施，着力提升动力煤供应质量。

（十五）促进网源协调发展。加快推进“西电东送”输电通道建设，强化区域主干电网，加强区域电网内省间电网互联，提升跨省区电力输送和互济能力。完善电网结构，实现各电压等级电网协调匹配，保证各类机组发电可靠上网和送出。积极推进电网智能化发展。

(十六) 加强电力需求侧管理。健全电力需求侧管理体制机制，完善峰谷电价政策，鼓励电力用户利用低谷电力。积极采用移峰、错峰等措施，减少电网调峰需求。引导电力用户积极采用节电技术产品，优化用电方式，提高电能利用效率。

五、推进技术创新和集成应用

(十七) 提升技术装备水平。进一步加大对煤电节能减排重大关键技术和设备研发支持力度，通过引进与自主开发相结合，掌握最先进的燃煤发电除尘、脱硫、脱硝和节能、节水、节地等技术。

以高温材料为重点，全面掌握拥有自主知识产权的 600℃超超临界机组设计、制造技术，加快研发 700℃超超临界发电技术。推进二次再热超超临界发电技术示范工程建设。扩大整体煤气化联合循环（IGCC）技术示范应用，提高国产化水平和经济性。适时开展超超临界循环流化床机组技术研究。推进亚临界机组改造为超（超）临界机组的技术研发。进一步提高电站辅机制造水平，推进关键配套设备国产化。深入研究碳捕集与封存（CCS）技术，适时开展应用示范。

(十八) 促进工程设计优化。制（修）订燃煤发电产业政策、行业标准和技术规程，规范和指导燃煤发电项目工程设计。支持地方制定严于国家标准的火电厂大气污染物排放地方标准。强化燃煤发电项目后评价，加强工程设计和建设运营经验反馈，提高工程设计优化水平。积极推行循环经济设计理念，加强粉煤灰等资源综合利用。

(十九) 推进技术集成应用。加强企业技术创新体系建设，推动产学研联合，支持电力企业与高校、科研机构开展煤电节能减排先进技术创新。积极推进煤电节能减排先进技术集成应用示范项目建设，创建一批重大技术攻关示范基地，以工程项目为依托，推进科研创新成果产业化。积极开展先进技术经验交流，实现技术共享。

六、完善配套政策措施

(二十) 促进节能环保发电。兼顾能效和环保水平，分配上网电量应充分考虑机组大气污染物排放水平，适当提高能效和环保指标领先机组的利用小时数。对大气污染物排放浓度接近或达到燃气轮机组排放限值的燃煤发电机组，可在一定期限内增加其发电利用小时数。对按要求应实施节能环保改造但未按期完成的，可适当降低其发电利用小时数。

(二十一) 实行煤电节能减排与新建项目挂钩。能效和环保指标先进的新建燃煤发电项目应优先纳入各省（区、市）年度火电建设方案。对燃煤发电能效和环保指标先进、积极实施煤电节能减排升级与改造并取得显著成效的企业，各省级能源主管部门应优先支持其新建项目建设；对燃煤发电能效和环保指标落后、煤电节能减排升级与改造任务完成较差的企业，可限批其新建项目。

对按煤炭等量替代原则建设的燃煤发电项目，同地区现役燃煤发电机组节能改造形成的节能量（按标准煤量计算）可作为煤炭替代来源。现役燃煤发电机组按照接近或达到燃气轮机组排放限值实施环保改造后，腾出的大气污染物排放总量指标优先用于本企业在

同地区的新建燃煤发电项目。

（二十二）完善价格税费政策。完善燃煤发电机组环保电价政策，研究对大气污染物排放浓度接近或达到燃气轮机组排放限值的燃煤发电机组电价支持政策。鼓励各地因地制宜制定背压式热电机组税费支持政策，加大支持力度。

对大气污染物排放浓度接近或达到燃气轮机组排放限值的燃煤发电机组，各地可因地制宜制定税收优惠政策。支持有条件的地区实行差别化排污收费政策。

（二十三）拓宽投融资渠道。统筹运用相关资金，对煤电节能减排重大技术研发和示范项目建设适当给予资金补贴。鼓励民间资本和社会资本进入煤电节能减排领域。引导银行业金融机构加大对煤电节能减排项目的信贷支持。

支持发电企业与有关技术服务机构合作，通过合同能源管理等方式推进燃煤发电机组节能环保改造。对已开展排污权、碳排放、节能量交易的地区，积极支持发电企业通过交易筹集改造资金。

七、抓好任务落实和监管

（二十四）明确政府部门责任。国家发展改革委、环境保护部、国家能源局会同有关部门负责全国煤电节能减排升级与改造工作的总体指导、协调和监管监督，分类明确各省（区、市）、中央发电企业煤电节能减排升级与改造目标任务。国家发展改革委、国家能源局重点加强对燃煤发电节能工作的指导、协调和监管，环境保护部、国家能源局重点加强对燃煤发电污染物减排工作的指导、协

调和监督。

各省（区、市）有关主管部门，要及时制定本省（区、市）行动计划，组织各地方和电厂制定具体实施方案，完善政策措施，加强督促检查。国家能源局派出机构会同省级节能主管部门、环保部门等单位负责对各地区、各企业煤电节能减排升级与改造工作实施监管。各级有关部门要密切配合、加强协调、齐抓共管，形成工作合力。

（二十五）强化企业主体责任。各发电企业是本企业煤电节能减排升级与改造工作的责任主体，要按照国家和省级有关部门要求，细化制定本企业行动计划，加强内部管理，加大资金投入，确保完成目标任务。中央发电企业要积极发挥表率作用，及时将国家明确的目标任务分解落实到具体地方和电厂，力争提前完成，确保燃煤发电机组能效环保指标达到先进水平。

各级电网企业要切实做好优化电力调度、完善电网结构、加强电力需求侧管理、落实有关配套政策等工作，积极创造有利条件，保障各地区、各发电企业煤电节能减排升级与改造工作顺利实施。

（二十六）实行严格检测评估。新建燃煤发电机组建成后，企业应按规定及时进行机组性能验收试验，并将验收试验报告等相关资料报送国家能源局派出机构和所在省（区、市）有关部门。现役燃煤发电机组节能改造实施前，电厂应制定具体改造方案，改造完成后由所在省（区、市）有关部门组织有资质的中介机构进行现场评估并确认节能量，评估报告同时抄送国家能源局派出机构。省

(区、市)有关部门可视情况进行现场抽查。

新建燃煤发电机组建成投运和现役机组实施环保改造后，环保部门应及时组织环保专项验收，检测大气污染物排放水平，确保检测数据科学准确，并对实施改造的机组进行污染物减排量确认。

(二十七)严格目标任务考核。国家发展改革委、环境保护部、国家能源局会同有关部门制定考核办法，每年对各省(区、市)、中央发电企业上年度煤电节能减排升级与改造目标任务完成情况进行考核，考核结果及时向社会公布。对目标任务完成较差的省(区、市)和中央发电企业，将予以通报并约谈其有关负责人。各省(区、市)有关部门可因地制宜制定对各地方、各企业的考核办法。

(二十八)实施有效监管检查。国家发展改革委、环境保护部、国家能源局会同有关部门开展煤电节能减排升级与改造专项监管和现场检查，形成专项报告向社会公布。省级环保部门、国家能源局派出机构要加强对燃煤发电机组烟气排放连续监测系统(CEMS)建设与运行情况及主要污染物排放指标的监管。各级环保部门要加大环保执法检查力度。

对存在弄虚作假、擅自停运环保设施等重大问题的，要约谈其主要负责人，限期整改并追缴其违规所得；存在违法行为的，要依法查处并追究相关人员责任。对存在节能环保发电调度实施不力、安排调频调峰和备用容量不合理、未充分发挥抽水蓄能电站等调峰电源作用、未有效实施电力需求侧管理等问题的电网企业，要约谈

其主要负责人并限期整改。

（二十九）积极推进信息公开。国家能源局会同有关部门、行业协会等单位，建立健全煤电节能减排信息平台，制定信息公开办法。对新建燃煤发电项目，负责审批的节能主管部门、环保部门要主动公开其节能评估和环境影响评价信息，接受社会监督。

（三十）发挥社会监督作用。充分利用 12398 能源监管投诉举报电话，畅通投诉举报渠道，发挥社会监督作用促进煤电节能减排升级与改造工作顺利开展。国家能源局各派出机构要依据职责和有关规定，及时受理、处理群众投诉举报事项，及时通报有关情况；对违规违法行为，要及时移交稽查，依法处理。

附件：

- 1、典型常规燃煤发电机组供电煤耗参考值
- 2、燃煤电厂节能减排主要参考技术

附件-1

典型常规燃煤发电机组供电煤耗参考值

单位：克/千瓦时

机组类型		新建机组 设计供电煤耗	现役机组 生产供电煤耗	
			平均水平	先进水平
100 万千瓦级 超超临界	湿冷	282	290	285
	空冷	299	317	302
60 万千瓦级 超超临界	湿冷	285	298	290
	空冷	302	315	307
60 万千瓦级 超临界	湿冷	303 (循环流化床)	306	297
	空冷	320 (循环流化床)	325	317
60 万千瓦级 亚临界	湿冷	—	320	315
	空冷	—	337	332
30 万千瓦级 超临界	湿冷	310 (循环流化床)	318	313
	空冷	327 (循环流化床)	338	335
30 万千瓦级 亚临界	湿冷	—	330	320
	空冷	—	347	337

注：不含燃用无烟煤的 W 火焰锅炉机组。

燃煤电厂节能减排主要参考技术

序号	技术名称	技术原理及特点	节能减排效果	成熟程度及适用范围
一、	新建机组设计优化和先进发电技术			
1	提高蒸汽参数	常规超临界机组汽轮机典型参数为 24.2MPa/566℃/566℃，常规超超临界机组典型参数为 25-26.25MPa/600℃/600℃。提高汽轮机进汽参数可直接提高机组效率，综合经济性、安全性与工程实际应用情况，主蒸汽压力提高至 27-28MPa，主蒸汽温度受主蒸汽压力提高与材料制约一般维持在 600℃，热再热蒸汽温度提高至 610℃或 620℃，可进一步提高机组效率。	主蒸汽压力大于 27MPa 时，每提高 1MPa 进汽压力，降低汽轮机热耗 0.1%左右。热再热蒸汽温度每提高 10℃，可降低热耗 0.15%。预计相比常规超超临界机组可降低供电煤耗 1.5~2.5 克/千瓦时。	技术较成熟。 适用于 66、100 万千瓦超超临界机组设计优化。
2	二次再热	在常规一次再热的基础上，汽轮机排汽二次进入锅炉进行再热。汽轮机增加超高压缸，超高压缸排汽为冷一次再热，其经过锅炉一次再热器加热后进入高压缸，高压缸排汽为冷二次再热，其经过锅炉二次再热器加热后进入中压缸。	比一次再热机组热效率高出 2%~3%，可降低供电煤耗 8~10 克/千瓦时	技术较成熟。 美国、德国、日本、丹麦等国家部分 30 万千瓦以上机组已有应用。国内有 100 万千瓦二次再热技术示范工程。
3	管道系统优化	通过适当增大管径、减少弯头、尽量采用弯管和斜三通等低阻力连接件等措施，降低主蒸汽、再热、给水等管道阻力。	机组热效率提高 0.1%~0.2%，可降低供电煤耗 0.3~0.6 克/千瓦时。	技术成熟。 适于各级容量机组。
4	外置蒸汽冷却器	超超临界机组高加抽汽由于抽汽温度高，往往具有较大过热度，通过设置独立外置蒸汽冷却器，充分利用抽汽过热焓，提高回热系统热效率。	预计可降低供电煤耗约 0.5 克/千瓦时。	技术较成熟。 适用于 66、100 万千瓦超超临界机组。
5	低温省煤器	在除尘器入口或脱硫塔入口设置 1 级或 2 级串联低温省煤器，采用温度范围合适的部分凝结水回收烟气余热，降低烟气温度从而降低体积流量，提高机组热效率，降低引风机电耗。	预计可降低供电煤耗 1.4~1.8 克/千瓦时	技术成熟。 适用于 30~100 万千瓦各类型机组。
6	700℃超超临界	在新的镍基耐高温材料研发成功后，蒸汽参数可提高至 700℃，大幅提高机组热效率	供电煤耗预计可达到 246 克/千瓦时。	技术研发阶段。
二	现役机组节能改造技术			
7	汽轮机通流部分改造	对于 13.5、20 万千瓦汽轮机和 2000 年前投运的 30 和 60 万千瓦亚临界汽轮机，通流效率低，热耗高。采用全三维技术优化设计汽轮机通流部分，采用新型高效叶片和新型汽封技术改造汽轮	预计可降低供电煤耗 10~20g/kWh。	技术成熟。 适用于 13.5~60 万千瓦各类型机组。

燃煤电厂节能减排主要参考技术

序号	技术名称	技术原理及特点	节能减排效果	成熟程度及适用范围
		机，节能提效效果明显。		
8	汽轮机间隙调整及汽封改造	部分汽轮机普遍存在汽缸运行效率较低、高压缸效率随运行时间增加不断下降的问题，主要原因是汽轮机通流部分不完善、汽封间隙大、汽轮机内缸接合面漏汽严重、存在级间漏汽和蒸汽短路现象。通过汽轮机本体技术改造，提高运行缸效率，节能提效效果显著。	预计可降低供电煤耗 2 ~ 4g/kWh。	技术成熟。 适用于 30 ~ 60 万千瓦各类型机组。
9	汽机主汽滤网结构型式优化研究	为减少主再热蒸汽固体颗粒和异物对汽轮机通流部分的损伤，主再热蒸汽阀门均装有滤网。常见滤网孔径均为 $\phi 7$ ，已开有倒角。但滤网结构及孔径大小需进一步研究。	可减少蒸汽压降和热耗，暂无降低供电煤耗估算值。	技术成熟。 适于各级容量机组。
10	锅炉排烟余热回收利用	在空预器之后、脱硫塔之前烟道的合适位置通过加装烟气冷却器，用来加热凝结水、锅炉送风或城市热网低温回水，回收部分热量，从而达到节能提效、节水效果。	采用低压省煤器技术，若排烟温度降低 30℃，机组供电煤耗可降低 1.8g/kWh，脱硫系统耗水量减少 70%。	技术成熟。 适用于排烟温度比设计值偏高 20℃ 以上的机组。
11	锅炉本体受热面及风机改造	锅炉普遍存在排烟温度高、风机耗电高，通过改造，可降低排烟温度和风机电耗。具体措施包括：一次风机、引风机、增压风机叶轮改造或变频改造；锅炉受热面或省煤器改造。	预计可降低煤耗 1.0 ~ 2.0g/kWh。	技术成熟。 适用于 30 万千瓦亚临界机组、60 万千瓦亚临界机组和超临界机组。
12	锅炉运行优化调整	电厂实际燃用煤种与设计煤种差异较大时，对锅炉燃烧造成很大影响。开展锅炉燃烧及制粉系统优化试验，确定合理的风量、风粉比、煤粉细度等，有利于电厂优化运行。	预计可降低供电煤耗 0.5 ~ 1.5g/kWh。	技术成熟。 现役各级容量机组可普遍采用。
13	电除尘器改造及运行优化	根据典型煤种，选取不同负荷，结合吹灰情况等，在保证烟尘排放浓度达标的情况下，试验确定最佳的供电控制方式（除尘器耗电率最小）及相应的控制参数。通过电除尘器节电改造及运行优化调整，节电效果明显。	预计可降低供电煤耗约 2 ~ 3g/kWh。	技术成熟。 适用于现役 30 万千瓦亚临界机组、60 万千瓦亚临界机组和超临界机组。
14	热力及疏水系统改进	改进热力及疏水系统，可简化热力系统，减少阀门数量，治理阀门泄漏，取得良好节能提效效果。	预计可降低供电煤耗 2 ~ 3g/kWh。	技术成熟。 适用于各级容量机组。
15	汽轮机阀门管理优化	通过对汽轮机不同顺序开启规律下配汽不平衡汽流力的计算，以及机组轴承承载情况的综合分析，采用阀门开启顺序重组及优化技术，解决机组在投入顺序阀运行时的瓦温升高、振动异常问题，	预计可降低供电煤耗 2 ~ 3g/kWh。	技术成熟 适用于 20 万千瓦以上机组。

燃煤电厂节能减排主要参考技术

序号	技术名称	技术原理及特点	节能减排效果	成熟程度及适用范围
		使机组能顺利投入顺序阀运行，从而提高机组的运行效率。		
16	汽轮机冷端系统改进及运行优化	汽轮机冷端性能差，表现为机组真空低。通过采取技术改造措施，提高机组运行真空，可取得很好的节能提效效果。	预计可降低供电煤耗 0.5 ~ 1.0g/kWh。	技术成熟。 适用于30万千瓦亚临界机组、60万千瓦亚临界机组和超临界机组。
17	高压除氧器乏汽回收	将高压除氧器排氧阀排出的乏汽通过表面式换热器提高化学除盐水温度，温度升高后的化学除盐水补入凝汽器，可以降低过冷度，一定程度提高热效率。	预计可降低供电煤耗约 0.5 ~ 1g/kWh	技术成熟。 适用于10~30万千瓦机组
18	取较深海水作为电厂冷却水	直流供水系统取、排水口的位置和型式应考虑水源特点、利于吸取冷水、温排水对环境的影响、泥沙冲淤和工程施工等因素。有条件时，宜取较深处水温较低的水。但取水水深和取排水口布置受航道、码头等因素影响较大。	采用直流供水系统时，循环水温每降低1℃，供电煤耗降低约 1g/kWh。	技术成熟。 适于沿海电厂。
19	脱硫系统运行优化	具体措施包括：1) 吸收系统（浆液循环泵、pH值运行优化、氧化风量、吸收塔液位、石灰石粒径等）运行优化；2) 烟气系统运行优化；3) 公用系统（制浆、脱水等）运行优化；4) 采用脱硫添加剂。可提高脱硫效率、减少系统故障、降低系统能耗和运行成本、提高对煤种硫份的适应性。	预计可降低供电煤耗约 0.5g/kWh。	技术成熟。 适用于30万千瓦亚临界机组、60万千瓦亚临界机组和超临界机组。
20	凝结水泵变频改造	高压凝结水泵电机采用变频装置，在机组调峰运行可降低节流损失，达到提效节能效果。	预计可降低供电煤耗约 0.5g/kWh。	技术成熟。 在大量30~60万千瓦机组上得到推广应用。
21	空气预热器密封改造	回转式空气预热器通常存在密封不良、低温腐蚀、积灰堵塞等问题，造成漏风率与烟风阻力增大，风机耗电增加。可采用先进的密封技术进行改造，使空气预热器漏风率控制在6%以内。	预计可降低供电煤耗 0.2 ~ 0.5g/kWh。	技术成熟。 各级容量机组。
22	电除尘器高频电源改造	将电除尘器工频电源改造为高频电源。由于高频电源在纯直流供电方式时，电压波动小，电晕电压高，电晕电流大，从而增加了电晕功率。同时，在烟尘带有足够电荷的前提下，大幅度减小了电除尘器电场供电能耗，达到了提效节能的目的。	可降低电除尘器电耗。	技术成熟。 适用于30~100万千瓦机组。
23	加强管道和阀门保温	管道及阀门保温技术直接影响电厂能效，降低保温外表面温度设计值有利于降低蒸汽损耗。但会对保温材料厚度、管道布置、支吊架结构产生影响。	暂无降低供电煤耗估算值。	技术成熟。 适于各级容量机组。

燃煤电厂节能减排主要参考技术

序号	技术名称	技术原理及特点	节能减排效果	成熟程度及适用范围
24	电厂照明节能方法	从光源、镇流器、灯具等方面综合考虑电厂照明，选用节能、安全、耐用的照明器具。	可以一定程度减少电厂自用电量，对降低煤耗影响较小。	技术成熟 适用于各类电厂。
25	凝汽式汽轮机供热改造	对纯凝汽式汽轮机蒸汽系统适当环节进行改造，接出抽汽管道和阀门，分流部分蒸汽，使纯凝汽式汽轮机具备纯凝发电和热电联产两用功能。	大幅度降低供电煤耗，一般可达到 10g/kWh 以上。	技术成熟。 适用于 12.5 ~ 60 万千瓦纯凝汽式汽轮机。
26	亚临界机组改造为超（超）临界机组	将亚临界老机组改造为超（超）临界机组，对汽轮机、锅炉和主辅机设备做相应改造。	大幅提升机组热力循环效率。	技术研发阶段。
三	污染物排放控制技术			
27	低（低）温静电除尘	在静电除尘器前设置换热装置，将烟气温度降低到接近或低于酸露点温度，降低飞灰比电阻，减小烟气量，有效防止电除尘器发生反电晕，提高除尘效率。	除尘效率最高可达 99.9%。	低温静电除尘技术较成熟，国内已有较多运行业绩。低低温静电除尘技术在日本有运行业绩，国内正在试点应用，防腐问题国内尚未有实例验证。
28	布袋除尘	含尘烟气通过滤袋，烟尘被粘附在滤袋表面，当烟尘在滤袋表面粘附到一定程度时，清灰系统抖落附在滤袋表面的积灰，积灰落入储灰斗，以达到过滤烟气的目的。	烟尘排放浓度可以长期稳定在 20mg/Nm ³ 以下，基本不受灰分含量高低和成分影响。	技术较成熟。 适于各级容量机组。
29	电袋除尘	综合静电除尘和布袋除尘优势，前级采用静电除尘收集 80 ~ 90% 粉尘，后级采用布袋除尘收集细粒粉尘。	除尘器出口排放浓度可以长期稳定在 20mg/Nm ³ 以下，甚至可达到 5 mg/Nm ³ ，基本不受灰分含量高低和成分影响。	技术较成熟。 适于各级容量机组。

燃煤电厂节能减排主要参考技术

序号	技术名称	技术原理及特点	节能减排效果	成熟程度及适用范围
30	旋转电极除尘	将静电除尘器末级电场的阳极板分割成若干长方形极板，用链条连接并旋转移动，利用旋转刷连续清除阳极板上粉尘，可消除二次扬尘，防止反电晕现象，提高除尘效率。	烟尘排放浓度可以稳定在 30mg/Nm ³ 以下，节省电耗。	技术较成熟。 适用于 30~100 万千瓦机组。
31	湿式静电除尘	将粉尘颗粒通过电场力作用吸附到集尘板上，通过喷水将极板上的粉尘冲刷到灰斗中排出。同时，喷到烟道中的水雾既能捕获微小烟尘又能降电阻率，利于微尘向极板移动。	通常设置在脱硫系统后端，除尘效率可达到 70%~80%，可有效除去 PM2.5 细颗粒物和石膏雨微液滴。	技术较成熟。 国内有多种湿式静电除尘技术，正在试点应用。
32	双循环脱硫	与常规单循环脱硫原理基本相同，不同在于将吸收塔循环浆液分为两个独立的反应罐和形成两个循环回路，每条循环回路在不同 PH 值下运行，使脱硫反应在较为理想的条件下进行。可采用单塔双循环或双塔双循环。	双循环脱硫效率可达 98.5% 或更高。	技术较成熟。 适于各级容量机组。
33	低氮燃烧	采用先进的低氮燃烧器技术，大幅降低氮氧化物生成浓度。	炉膛出口氮氧化物浓度可控制在 200mg/Nm ³ 以下。	技术较成熟。 适于各类烟煤锅炉。