

# 江苏省人民政府办公厅文件

苏政办发〔2014〕96号

---

## 省政府办公厅关于转发省发展改革委 省环保厅江苏省煤电节能减排升级与改造 行动计划（2014—2020年）的通知

各市、县（市、区）人民政府，省各委办厅局，省各直属单位：  
省发展改革委、省环保厅《江苏省煤电节能减排升级与改造  
行动计划（2014—2020年）》已经省人民政府同意，现转发给你们，请认真组织实施。

江苏省人民政府办公厅

2014年11月10日

# 江苏省煤电节能减排升级与改造 行动计划（2014—2020年）

省发展改革委 省环保厅

为深入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，加快推动能源生产和消费革命，进一步提升我省煤电高效清洁发展水平，根据国家发展和改革委员会、环境保护部、国家能源局《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014—2020年）》（发改能源〔2014〕2093号）和国家能源局综合司《关于分解落实煤电节能减排升级改造目标任务的通知》（国能综电力〔2014〕767号）要求，结合我省实际，制定本行动计划。

## 一、目标任务

全面落实“节约、清洁、安全”国家能源战略方针，加快推进燃煤发电升级和改造，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”。到2018年年底，全省10万千瓦及以上燃煤机组大气污染物排放浓度基本达到燃机排放标准（即在基准氧含量6%的条件下，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）；全省10万千瓦以下燃煤机组大气污染物排放浓度达到重点区域特别排放限值（即在基准氧含量6%的条

件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于20、50、100毫克/立方米）；全省在役燃煤机组平均供电煤耗下降至305克标煤/千瓦时（以下简称克/千瓦时）。到2020年年底，全省煤炭占能源消费比重下降到60%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

（一）优化煤电项目布局。坚持省内建设和区外来电并举。省内建设方面，严格按照能源效率和环保准入标准，统筹燃煤机组规划布局，优先支持沿海厂址项目、负荷中心电源支撑项目和工业园区热电联产项目建设；禁止产业项目建设自备燃煤电站；新建燃煤发电项目实行煤炭等量替代；现有多台燃煤机组装机容量合计达到30万千瓦以上的，可按煤炭等量替代原则建设为大容量燃煤机组。区外来电方面，积极争取国家调配，力争扩大分电比例，优先吸纳可再生能源。（责任部门和单位：省发展改革委、省环保厅、省经济和信息化委、省住房城乡建设厅、省国土资源厅、省统计局、省电力公司。列第一位的为牵头部门，其他部门或单位按职责分工负责，下同）

（二）严格能效准入标准。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）原则上均采用60万千瓦及以上超超临界参数，新建30万千瓦及以上供热机组和循环流化床低热值煤发电机组原则上采用超临界参数。新建机组中，100、60万千瓦级机组（湿冷，下同）设计供电煤耗分别不

高于282、285克/千瓦时；30万千瓦级机组设计供电煤耗不高于310克/千瓦时。（责任部门和单位：省发展改革委、省电力公司）

（三）严格排放准入标准。新建30万千瓦及以上燃煤发电机组（含在建和项目已纳入国家火电建设规划的机组）必须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，大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值。支持新建机组同步开展大气污染物联合协同脱除，减少二氧化硫、汞、砷等污染物排放。新建机组二氧化硫、氮氧化物、烟粉尘实行现役源2倍削减量替代。（责任部门和单位：省环保厅、省发展改革委）

（四）科学发展热电联产。制定和修编热电联产规划，强化规划引导，注重增量发展和存量整合相结合。按照以大代小、提效减排的原则，对现有热电企业密集地区开展整合替代，逐步减少热电企业数量；在热负荷集中的工业园区，优先建设背压式热电机组；在气源有保障、气价可承受的前提下，适度发展天然气热电联产；鼓励现有大型发电机组实施供热改造；鼓励发展热电冷多联产。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2018年年底，燃煤供热机组装机容量占煤电总装机容量比重达到40%以上。（责任部门和单位：省发展改革委、省经济和信息化委、省环保厅、省电力公司）

（五）促进资源综合利用。加快推进在建低热值燃煤发电项目建设，立足本地消纳，尽可能兼顾周边工业企业和居民集中用热需求，提高资源利用水平。积极支持余热、余压、余气等资源

综合利用发电项目建设，坚持以规划引导项目发展，以可用“三余”资源确定项目建设规模。（责任部门和单位：省发展改革委、省电力公司）

（六）促进厂网协调发展。加快推进锡盟至泰州直流、山西至江苏直流、准东至华东直流及安徽至上海交流等特高压输电通道建设，夯实区域主干电网，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。完善省内电网结构，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便捷送出。（责任部门和单位：省发展改革委、省电力公司）

### 三、加快现役机组改造升级

（一）加快淘汰落后产能。完善火电行业淘汰落后产能后续政策，加快淘汰单机容量30万千瓦以下且不实施供热改造的燃煤纯凝发电机组、污染物排放不符合本行动计划明确的环保标准且不实施环保改造的燃煤发电机组。鼓励单位面积热负荷大的区域建设背压式热电机组、高效清洁大型热电机组，对能耗高、污染重的落后燃煤热电实施整合替代。在气源保障的前提下，逐步推进自备燃煤电站天然气替代改造。到2018年年底，力争淘汰落后火电机组160万千瓦。（责任部门和单位：省发展改革委、省经济和信息化委、省环保厅、省电力公司）

（二）实施综合节能改造。在对全省所有现役燃煤发电机组（包括公用和自备机组）逐一摸清实情、解剖症结的基础上，一次确定实施方案、按年组织实施。因厂制宜、因机组制宜，推广

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，全面进行综合节能改造。坚持能耗高的机组率先改造，凡供电煤耗高于同类型机组同年度平均水平5克/千瓦时及以上的，原则上要于次年实施节能改造。对30万千瓦及以上燃煤机组，以改造后供电煤耗力争达到同类型机组先进水平为目标，重点实施综合性、系统性节能改造。对10万千瓦以下燃煤抽凝发电机组，鼓励改造为背压式供热机组。到2017年年底，全面完成单机10万千瓦及以上机组节能改造任务（实施淘汰不列入改造方案的除外）；到2018年年底，全面完成单机10万千瓦以下机组节能改造任务（实施淘汰不列入改造方案的除外）。（责任部门和单位：省发展改革委、省经济和信息化委、省电力公司）

（三）实施环保设施改造。燃煤发电机组（包括公用和自备机组）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。现役10万千瓦级及以上燃煤发电机组，以大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值为目标，实施环保改造。现役10万千瓦以下燃煤发电机组，以大气污染物排放浓度达到重点区域特别排放限值为目标，实施环保改造。鼓励10万千瓦以下有条件的燃煤发电机组，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。到2017年年底，全面完成单机10万千瓦及以上机组环保改造任务（实施淘汰

不列入改造方案的除外)；到2018年年底，全面完成单机10万千瓦以下机组环保改造任务(实施淘汰不列入改造方案的除外)。

(责任部门和单位：省经济和信息化委、省环保厅、省发展改革委、省电力公司)

#### 四、优化电力调度运行方式

(一)提高机组运行水平。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，提高机组安全水平和设备可用率，确保环保设施正常运行。(责任部门和单位：省经济和信息化委、省环保厅、省电力公司)

(二)优化电网调峰方式。完善调度规程规范，加强调峰调频管理，发挥抽水蓄能电站、天然气发电等调峰能力，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。(责任部门和单位：省经济和信息化委、省电力公司)

(三)统筹系统备用容量。完善电网备用容量管理办法，统筹优化系统备用容量，充分发挥电力跨省区互济、电量短时互补能力。在确保电网安全的前提下，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。

（责任部门和单位：省经济和信息化委、省发展改革委、省电力公司）

（四）提高需求管理水平。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。（责任部门和单位：省经济和信息化委、省发展改革委、省物价局、省电力公司）

（五）加强电煤供应管理。发电企业要加强燃煤采购管理，鼓励通过签订长期合同等方式锁定主要煤源，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。严格控制使用含硫量高于0.7%、灰分大于15%的煤炭。禁止采购劣质煤炭用于发电。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。（责任部门和单位：省经济和信息化委、省环保厅、省发展改革委、省质监局）

## 五、推进先进技术创新应用

（一）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，全面推广应用具有自主知识产权的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，创造条件开展示范应用。加快推进泰州电厂二次再热超超临界发电技术示范工程建设。密切关注整体煤气化联合循环（IGCC）技术示范应用成果，依托沿海煤炭中转储备基地和炼化一体化基地，适时开展省内试点建设。推进亚临界机组改造为超（超）临界机组的技术研发。依托骨干企业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。（责任部门和单位：省发展改革委、省经济和信息化委、省科技厅）

（二）促进工程设计优化。研究制定燃煤发电产业政策、行业标准和技术规程，规范和指导燃煤发电项目工程设计。强化燃煤发电项目后评价，总结推广工程设计和建设运营经验，促进工程设计优化。工程设计单位要加强创新技术的综合运用，贯彻“项目全寿命周期”设计理念，重点突出节能与环保两大目标。（责任部门和单位：省发展改革委、省经济和信息化委）

（三）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。（责任部门和单位：省发展改革委、省经济和信息化委、省科技厅）

## 六、完善节能环保政策措施

(一) 结合能效和环保水平安排机组发电。按照国家节能环保发电调度要求, 兼顾能效和环保水平分配上网电量, 提高能效先进和环保指标领先机组的利用小时数, 提升不同机组发电利用小时差距。对大气污染物排放浓度率先接近或达到燃气轮机组排放限值的燃煤发电机组, 在一定期限内增加其发电利用小时数, 并在同类机组中优先调度其发电。对按要求应当实施节能和环保改造但未按期完成或者未能达到效果的, 适当降低其发电利用小时数。(责任部门和单位: 省经济和信息化委、省发展改革委、省环保厅、省电力公司)

(二) 结合能效和环保水平优选后续项目。将燃煤发电能效和环保指标作为火电项目优选评议的重要指标, 纳入优选评议办法。落实国家政策, 对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, 优先支持其新建项目建设。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), 作为新上燃煤发电项目的煤炭替代来源。其中, 已经具有资质的中介机构测试确认的节能量, 直接作为煤炭削减“现货量”予以认定; 已经具有资质的中介机构评估的预期节能量, 可按一定比例, 作为煤炭削减“期货量”予以认定。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、本集团在省内的新建燃煤发电项目。(责任部门和单位: 省发展改革委、省经济和信息化委、省环保厅、省电力公司)

(三) 实施鼓励节能减排的价格税费政策。完善燃煤发电机组环保电价政策,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给予电价支持。国家政策出台前,研究制订临时电价补贴政策。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,省给予适当的财税支持,实行差别化排污收费政策。省级环保电价考核资金安排向实施环保改造的在役燃煤背压机组适当倾斜。(责任部门和单位:省经济和信息化委、省财政厅、省环保厅、省物价局、省地税局、省国税局)

(四) 实行助推节能减排的投融资政策。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。积极支持发电企业通过排污权、碳排放、节能量交易等筹集改造资金。(责任部门和单位:省发展改革委、省经济和信息化委、省环保厅、省财政厅、省科技厅、江苏银监局)

## 七、抓好目标任务落实监管

(一) 明确部门管理责任。省发展改革委、省环保厅会同省经济和信息化委、省财政厅、省统计局、省质监局、江苏银监局以及省电力公司等部门,负责全省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，分类明确各市、发电企业煤电节能减排升级与改造目标任务。省发展改革委重点加强燃煤机组综合节能工作的指导、协调和监管。省环保厅重点加强燃煤机组污染物减排改造工作的指导、协调和监管。各市发展改革委、环保局要组织制定本地区具体实施方案，完善政策措施，加强督促检查。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。（责任部门和单位：省发展改革委、省环保厅、省经济和信息化委、省电力公司）

（二）强化企业主体责任。各发电集团（省级分公司）、所有发电企业以及拥有燃煤自备电厂的非电企业是煤电节能减排升级与改造工作的责任主体，要按照国家和省有关要求，细化制定本集团（省级分公司）和本企业的实施方案，加强内部管理，加大资金投入，确保完成目标任务。中央发电企业集团驻苏企业和省属企业要积极发挥表率作用，及时将国家和省明确的目标任务分解落实到位，力争提前完成，确保燃煤发电机组能效和环保指标率先达到先进水平。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、落实有关配套措施等工作，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。（责任部门和单位：各发电集团省级分公司、各发电企业、省电力公司）

（三）细化方案计划制定。各发电企业要根据本行动计划规定的原则和时间要求，研究提出本企业节能减排升级改造《实施

方案》和分年度《实施计划》，于2014年11月20日前报送《实施方案》和《2015年度实施计划》。各市要根据辖区内发电企业提出的《实施方案》和分年度《实施计划》，研究提出本市煤电节能减排升级改造《实施方案》和分年度《实施计划》，于2014年11月底前报送《实施方案》和《2015年度实施计划》。《实施方案》要涵盖所有发电企业，并针对所有机组逐一明确是否实施改造、何时实施改造以及改造内容。制定《实施方案》时，针对同一发电机组，原则上坚持节能改造和环保改造同步实施。分年度《实施计划》要根据用电负荷变化情况和机组检修周期，合理确定改造月度。省发展改革委、省环保厅会同省经济和信息化委、省电力公司，根据各市汇总报送的《实施方案》和《2015年度实施计划》，确定全省煤电节能减排升级改造《实施方案》和《2015年度实施计划》。（责任部门和单位：省发展改革委、省环保厅、省经济和信息化委、省电力公司）

（四）严格评估检测制度。新建燃煤发电机组投产后，发电企业要按规程及时开展机组性能考核试验，并将验收试验报告等相关资料报送省发展改革委、省环保厅和国家能源局江苏监管办。省发展改革委要研究制定《江苏省燃煤机组节能改造实施意见》，明确企业制定的具体改造方案内容和时限，方案的中介机构评估、方案的实施和现场测试、节能量认定等内容。新建燃煤发电机组建成投运和现役机组实施环保改造后，环保主管部门要及时组织环保专项验收，检测大气污染物排放水平，确认实施改

造后实现的污染物减排量。（责任部门和单位：省发展改革委、省环保厅、省经济和信息化委、省电力公司）

（五）强化目标任务考核。省发展改革委、省环保厅分别制定煤电节能改造和环保改造考核办法。各市于每年1月10日前将上年度煤电节能减排升级改造完成情况书面报告省发展改革委、省环保厅等有关部门。省发展改革委、省环保厅会同省经济和信息化委等有关部门，每年对各市、各发电集团（省级分公司）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。（责任部门和单位：省发展改革委、省环保厅、省经济和信息化委、省电力公司）

（六）严格实施监管检查。省发展改革委、省环保厅会同省经济和信息化委、国家能源局江苏监管办等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。省环保厅加强对燃煤发电机组烟气排放连续监测系统（CEMS）建设与运行情况以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。（责任部门和单位：省发展改革委、省环保厅、省经济和信息化委、国家能源局江苏监管办、省电力公司）

（七）积极推进信息公开。省发展改革委会同有关部门、行业协会等单位，建立健全煤电行业节能减排信息平台，制定信息

公开办法。对新建燃煤发电项目，有关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。对在役燃煤机组节能环保改造结果按年组织公示。（责任部门和单位：省发展改革委、省环保厅、省电力公司）

（八）发挥社会监督作用。充分利用网上信箱、电话举报等方式，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。各级地方政府及其有关部门要依据职责和有关规定，及时受理、处理群众投诉举报事项，通报有关情况；对违规违法行为，要及时移交稽查，依法处理。（责任部门和单位：省发展改革委、省环保厅、省经济和信息化委）

- 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
60万千瓦级超超临界	湿冷	285	298	290
60万千瓦级超临界	湿冷	303 (循环流化床)	306	297
60万千瓦级亚临界	湿冷		320	315
30万千瓦级超临界	湿冷	310 (循环流化床)	318	313
30万千瓦级亚临界	湿冷		330	320



## 附件2

# 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

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
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，往往具有较大过热程度，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，降低烟气温度的从而降低体积流量，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
<b>二</b>	<b>现役机组节能改造技术</b>			
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机，节能提效效果明显	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
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

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
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。适用于各级容量机组
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 $30^{\circ}\text{C}$ ，机组供电煤耗可降低 $1.8\text{g/kWh}$ ，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 $20^{\circ}\text{C}$ 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 $1-2\text{g/kWh}$	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 $0.5-1.5\text{g/kWh}$	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 $2-3\text{g/kWh}$	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 $2-3\text{g/kWh}$	技术成熟。适用于各级容量机组

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
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，使机组能顺利投入顺序阀运行，从而提高机组的运行效率	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
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—1g/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：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；烟气系统	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

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
		运行优化；公用系统（制浆、脱水等）运行优化；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		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。
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

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
25	凝汽式汽轮机供热改造	对纯凝汽式汽轮机组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，使纯凝汽式汽轮机组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组
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
<b>三</b>	<b>污染物排放控制技术</b>			
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 <sup>3</sup> 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 <sup>3</sup> 以下，甚至可达到5mg/Nm <sup>3</sup> ，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

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 <sup>3</sup> 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极上，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PM <sub>2.5</sub> 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 <sup>3</sup> 以下	技术较成熟。适于各类烟煤锅炉

---

抄送：省委各部委，省人大常委会办公厅，省政协办公厅，省法院，  
省检察院，省军区。

---

江苏省人民政府办公厅

2014年11月11日印发

---