

山西省能源局文件

晋能源电力发〔2022〕1号

关于印发煤电机组节能减碳改造 技术路线指南的通知

各市能源局，各发电集团及相关电力企业：

为深入贯彻党中央、国务院和省委、省政府关于碳达峰碳中和及能耗双控工作的重大决策部署，落实省委、省政府关于开展煤电机组改造升级的相关要求，提升煤电机组能效水平，结合全省实际，我局编制了《煤电机组节能减碳改造技术路线指南》。现印发给你们，请参照执行。



（此件主动公开）

煤电机组节能减碳改造 技术路线指南

目 录

1 煤电机组节能减碳改造背景	5
1.1 我省煤电机组节能减碳面临的问题	5
1.2 开展煤电机组节能减碳改造的意义	6
2 煤电机组节能减碳改造技术	6
2.1 汽轮机通流部分改造	7
2.2 汽轮机密封改造	9
2.3 汽轮机供热改造	10
2.4 机组升参数改造	14
2.5 汽轮机冷端系统改造及运行优化	15
2.6 机组主要辅机节能改造	18
2.7 汽轮机配汽及滑压运行优化	21
2.8 汽机岛全工况整体协同运行优化	21
2.9 机组热力系统优化改造	21
2.10 电动机调速节电改造及运行优化	22
2.11 燃煤耦合发电改造.....	24
2.12 空预器改造技术	25
2.13 锅炉排烟余热回收利用	26
2.14 引风机汽电双驱改造	28
2.15 单列辅机.....	28

2.16	干渣机冷风控制系统	28
2.17	全负荷锅炉智能优化燃烧技术	28
2.18	机组宽负荷运行方式下技术改造与运行优化	29
2.19	智慧电厂与智能发电技术	29

1 煤电机组节能减碳改造背景

山西作为我国重要的能源和工业基地，多年来依托丰富的煤炭资源，燃煤火力发电发展迅速，为国家的经济发展做出了巨大贡献。但能源消费总量大、强度高，以煤炭为主的能源消费结构性问题依然存在，能耗总量在全国排名前列，能耗强度高于全国平均水平，能耗双控工作面临的形势异常严峻。燃煤火力发电企业是一次能源的消耗大户，主要消耗高碳的化石能源，煤炭消耗量接近总用煤量的 50%，由此可见，开展煤电机组节能减碳改造对“双碳”目标的实现影响巨大。

1.1 我省煤电机组节能减碳面临的问题

近年来，山西省电力行业在满足快速增长的用电需求的同时，通过开展结构调整、节能挖潜、经济运行、优化调度和加强管理等措施，使电力行业能源转化效率不断提高，初步实现了电力行业的节能增效发展，燃煤电厂的煤耗指标稳步下降，全省煤电机组平均供电煤耗 319 g/kWh，较“十二五”末降低 8 g/kWh，但与全国平均水平 305 g/kWh 相比仍高 14 g/kWh。

我省燃煤发电企业节能减排工作取得一定成绩的同时，还存在诸多不足和困难，表现在空冷机组在节约水资源的同时增加了煤耗、深度调峰在消纳新能源的同时增加了煤耗、燃烧低热值煤在利用固废的同时增加了煤耗、大容量高参数机组偏少增加了煤耗。全省煤电机组呈现“三多”的特点，即：空冷机组多（占比

约 81%)、供热机组多(占比约 82%)和燃烧低热值煤机组多(占比约 38%)。

1.2 开展煤电机组节能减碳改造的意义

在以新能源为主体的新型电力系统中,为保证电力平衡,需要煤电机组提供安全备用、灵活调节和系统转动惯量等辅助服务,未来结合 CCUS 的成熟应用,煤电机组有望从高碳排放到低碳排放,并逐步实现零碳排放。同时,由于我省供热机组占比大,煤电退出不仅是电的问题也是供热问题。因此,在省内依靠技术进步,提高电源点建设能耗准入门槛,不断挖掘系统设备的节能潜力,结合电厂机组的实际运行状况,科学采用新技术、新工艺,实施在役煤电机组综合升级改造,对于提高能源利用效率,推进电力行业加快转变发展方式,建设资源节约型、环境友好型社会,尽早实现“双碳”目标具有十分重要的意义。

2 煤电机组节能减碳改造技术

燃煤电厂节能减碳改造参考技术主要有汽轮机通流部分改造、汽轮机密封改造、汽轮机供热改造、机组升参数改造、汽轮机冷端系统改造及运行优化、机组主要辅机节能改造、汽轮机配汽及滑压运行优化、汽机岛全工况整体协同运行优化、机组热力系统优化改造、电动机调速节电改造及运行优化、燃煤耦合发电改造、空预器改造、锅炉排烟余热回收利用、引风机汽电双驱改造、单列辅机、干渣机冷风控制系统、全负荷机组智能优化运行

技术等。

2.1 汽轮机通流部分改造

对于早期制造的 300MW、600MW 亚临界汽轮机存在如下问题：叶片型线设计技术落后、叶型损失大、二次流损失大、叶片级效率低、通流部分老化等。汽轮机通流分改造是指采用全三维热力设计技术，对高、中、低压缸通流部分进行改造，高压缸相对内效率实测值可达 87~89%，中压缸相对内效率实测值可达 92~94%，低压缸相对内效率实测值可达 88~90%，供电煤耗比改造前降低 15~20g/kWh。通过改造不仅使机组效率提高，而且使其更适应深度调峰的要求，在机组变负荷运行时（50~100%的负荷范围内）具有较高的经济性。

汽轮机通流部分改造中采用的主要技术有：

（1）采用最先进的通流、本体结构技术，大幅提高汽轮机内效率，并保证机组的运行安全可靠性和灵活性。

改造主要采用技术包括：

- 三元流设计技术
- 高效的叶型技术
- 弯扭三维叶片
- 薄出汽边技术
- 子午面优化技术
- 高效调节级技术

- 防固体颗粒冲蚀技术
- 去湿技术大刚度、自带冠、自锁结构全周叶片
- 动静轴向间隙优化调整
- 高强度低压缸设计
- 多级数、小焓降设计技术

(2) 采取优化焓降、速比、反动度等技术，实现根径、级数、相对叶高的最优匹配。

在跨距允许，且对再热器及回热系统基本无影响的前提下，采用反动式设计，合理增加高、中、低压通流级数，优化分配各级焓降，或者采用冲动式技术，保证各级速比合理，提高通流效率。

(3) 优化低压排汽模块设计

采用先进的气动热力设计技术，结合机组实际排汽压力等边界条件，进行末级动叶片的优化设计，可有效地降低叶型损失、漏汽损失和湿汽损失，充分提高末级动叶的热功转换效率。或者优化低压排汽导流装置，降低排汽损失，提高低压缸效率。还可以采用新型低压内缸设计方案，增加低压缸的刚度，减少低压缸变形对机组的影响问题。

(4) 进汽端优化设计

鉴于目前机组负荷率偏低，推荐采用喷嘴配汽方式。选择先进的调节级设计型线，重新设计进汽流道，减少进汽损失，提高

调节级效率；采用先进的设计和加工技术，提高调节级的抗固体颗粒冲蚀能力。

(5) 整合部套，减少漏汽损失

利用有限元分析技术，对原机组高中压静叶持环、高中压独立内缸、高压蒸汽室等高温部件进行全新优化设计，形成新型的高中压整体内缸，或将高压喷嘴室与高中压内缸铸为一体，减少装配配合面，达到降低漏汽损失的目的，低压缸也采用同样的技术，将多个静叶持环进行整合，采用整体铸造技术，减少配合面，降低泄漏。

2.2 汽轮机密封改造

汽轮机级间蒸汽泄漏使得机组内效率降低，有资料表明漏汽损失占级总损失的 29%，动叶顶部漏汽损失则占总漏汽损失的 80%，比静叶或动叶的型面损失或二次流损失还大，后者仅占级总损失 15%。中国科学院工程热物理研究所科研人员对带围带汽封和隔板汽封结构的三维动叶片流场进行了数值模拟，并着重对汽封内部流动现象进行了分析，结果表明，由于汽封泄漏对流体主流的干扰，引起主流流场的变化，这种变化在某些区域甚至可能是全局性的。

国外文献对影响高、中压缸功率和热耗率的主要因素进行了总结对比，在各因素中，对高中压缸功率和热耗率影响最大的是动叶顶汽封，占总损失的 40%，其次是表面粗糙度，占 31%，轴

封和隔板汽封影响分别占 16%和 11%，通流部分损伤仅占 2%。轴封的蒸汽泄漏除了浪费大量高品质蒸汽外，外漏蒸汽进入轴承箱还会使油中带水，油质乳化，润滑油膜质量变差，破坏动态润滑效果，引起油膜振荡，造成机组振动甚至烧轴瓦停机。油中进水还可能造成调节部件锈蚀卡涩，危及机组安全。为了减少漏汽损失，提高机组安全性和经济性，国内外有关部门对传统汽封进行了各种现代化改造，已陆续出现了许多新型汽封。

汽封性能的优劣，对机组的经济性和可靠性有很大影响，为降低漏汽损失，提高机组安全性和经济性，将原有的传统曲径汽封改为新型汽封是十分必要的。在进行汽封改造时，应根据机组特性及实际状况选择合适的汽封，根据机组的轴系稳定情况和通流的不同部位选择接触式、蜂窝、侧齿、刷式、DAS、随动悬浮齿等不同型式的汽封，减少漏汽损失，从而保证汽封现代化改造取得良好效果。

2.3 汽轮机供热改造

清洁高效热电联产是解决我省清洁取暖的主要途径，也是提高燃煤发电机组综合效率，降低煤耗的有效措施。汽轮机供热改造中采用的主要技术有：

(1) 抽汽供热改造技术

抽汽供热改造技术主要采用中低压连通管上抽汽方案，即对机组进行中压排汽可调供热抽汽改造，实现机组对外供热。在连

通管加装三通及连通管抽汽调节阀，从中低压连通管上引出止回阀、快关阀、抽汽压力调节阀，再接至热网首站加热器，经热网加热器加热热网循环水，以满足地区所需供热负荷。对于热负荷增加的区域，在不增加新机组的情况下，可考虑对存量机组进行抽汽供热改造。该技术成熟可靠，可在一定范围内灵活适应外界对热的需要，改造费用低，但由于以热定电，供热量增大时，机组负荷调节能力下降。

（2）抽汽能源梯级利用供热技术

对纯凝机组进行供热改造时，如果从汽轮机抽出的供热蒸汽参数大于所需供热参数，直接减温减压会造成较大的能量损失，供热经济性差。在保证供热安全的前提下，根据能源梯级利用的原则，可以将蒸汽的一部分利用起来，通过背压汽轮机、螺杆机做功拖动发电机发电，或者利用高品质抽汽驱动热泵，回收电厂余热。该技术适用于供热改造时抽汽参数高于所需供热参数，需要对抽汽减温减压的情况，可以有效降低厂用电率，减少供电煤耗。

（3）光轴供热技术

光轴供热技术是将原汽轮机凝汽式低压转子拆除，更换为一根光轴，光轴连接高中压转子和发电机，自身不做功，仅起到传递转矩的作用。更换为光轴后，低压缸不进汽或仅少量进汽用于冷却光轴，由低压缸提供回热抽汽的低压加热器切除。主蒸汽由高压主汽阀、高压调节汽阀进入高、中压缸做功，然后直接进入

热网加热器对外供暖。

该技术需要进行以下改造：

- 汽轮机本体相应改造
- 新增供热管道
- 低压旁路排汽管道增加旁路
- 凝结水系统及其减温水管道改造

该技术可以消除或减少冷源损失，经济性好，但系统改造工作量大，使用条件窄，改造后会降低机组发电能力。对于 135、150、200MW 抽凝机组，若现有抽汽供热能力无法满足供热需求，且供热负荷缺口大于机组低压缸排汽流量，可采用光轴供热改造技术。对于 300MW 及以上机组，该方案存在发电量损失大，运行调节困难等问题，不推荐采用。

（4）机组高背压供热技术

高背压供热技术是将凝汽器中乏汽的压力提高，提高冷却水温，将凝汽器改为供热系统的热网加热器，而冷却水直接用作热网循环水，充分利用凝汽式机组排汽的汽化潜热加热循环水，消除冷源损失，从而提高机组的热循环效率。对于湿冷机组，高背压改造多采用双转子方案，供热期采用末级叶片较短的供热低压转子，提高汽轮机背压运行，非供热期采用原低压缸转子，实现机组纯凝运行。对于直接空冷机组，采用双背压方案，增设凝汽器换热以加热热网循环水，供热期汽轮机排汽切换至凝汽器，非

供热期运行时汽轮机排汽切换至空冷岛；间接空冷机组的原理与湿冷机组的原理类似，只是不用更换转子。

高背压供热技术改造适合不参与电网调峰、热负荷需求较大且稳定、有较大供热循环水流量的机组。其优点是改造量小，投资少，无冷源损失，节能效果明显，缺点在于灵活性较差，未实现热电解耦。

（5）热泵供热技术

热泵技术目前应用在火电厂低温循环水或乏汽余热利用改造中。如在低温循环水方面，由于供热系统中水温与煤电厂循环冷却水水温接近，可通过热泵技术将火电厂循环冷却水与供暖系统相连接，既提高了循环冷却水热量的有效利用率，又改善了循环冷却水降温系统的能量损耗。

热泵供热技术在实际运行中需要注意内部真空度变化、余热利用率受限、制冷工质结晶、换热管束结垢等问题。该技术可用于余热及乏汽较多、厂区空间充足、热网回水温度较低的热电厂，具有适用性好、高效节能、环保效益好、对主机影响较小的优点，缺点在于占地面积和投资费用较高、系统复杂、乏汽余热难以全部利用。

（6）热压机技术

基于热压机的供热技术有：

直接空冷发电机组热压机乏汽提质利用分级供热技术。基于

热压机组的能源梯级利用系统，汽轮机乏汽至新增的前置凝汽器作为热源对热网循环水进行初步加热后，再由热压机组进一步加热，最后被送至由中压缸排汽作为热源的原热网加热器进行尖峰加热，打到外网所需温度后供给热用户。可适用于有供热改造需求的所有直接空冷机组。

汽动给水泵小机乏汽热压机提质利用技术。利用部分中排抽汽进入热压机喷射抽取给水泵小机乏汽，匹配成可以供热的目标蒸汽，目标蒸汽进入热网加热器加热热网循环水。该技术用于所有湿冷机组高背压改造项目，以及具有辅机小汽轮机的供热机组。

2.4 机组升参数改造

机组进行升参数改造，可提高机组的循环效率，从而大幅度地降低机组煤耗，同时改善其低负荷调节的灵活性。升参数改造是将机组主蒸汽及再热蒸汽参数提高，锅炉需调整各级受热面并优化布置，汽轮机需实施通流改造与增容改造，发电机需配套实施增容改造，机组节能效果显著。主要进行的改造内容有：

(1) 锅炉侧合理调整各级受热面，正确分配吸热比率，保证升参数的目标要求；

(2) 锅炉侧合理选择受热面材质和规格，确保在参数提升后，机组在各种负荷运行时设备安全、可靠；

(3) 锅炉侧管系采用成熟的结构形式，有足够的柔性；

(4) 系统采用合理的布置形式，减少热偏差，降低蒸汽侧阻

力；

(5) 系统设有必要的监控和保护措施；

(6) 汽机侧主、再热蒸汽阀门、管道、通流部分改造应满足升参数后安全运行的要求。

如某电厂3号机组原是一台于2004年投产的300MW亚临界机组，后于2006年改造增容至320MW，2012年又实施了汽轮机高中压缸通流改造，2019年采用“亚临界机组600℃升温综合改造技术”进行改造，该升温改造技术除了将主、再热蒸汽温度提高至600℃，对汽轮机进行通流改造，对锅炉进行部分改造，还采用了一系列的创新技术，包括广义回热、弹性回热、低温省煤器、机组安全节能快速启动、固体颗粒侵蚀综合防治、空预器综合优化、热源加热等。该改造工程的预期目标是达到额定负荷下的供电煤耗287g/kWh，从而实现年节煤量（标煤）54560吨。改造工程于2019年7月完成了机组的调试、启动和168小时试运行，升参数改造后机组节能效果显著。

2.5 汽轮机冷端系统改造及运行优化

(1) 汽轮机冷端系统改造

汽轮机冷端性能差，表现为机组运行真空低。通过采取技术改造措施，提高机组运行真空，尤其是对于空冷机组，可取得很好的节能提效效果。

对空冷系统进行增容技术改造是解决直接空冷机组夏季高背

压运行时经济性差，高温期间限负荷运行的有效措施，能提升直接空冷机组运行经济性、安全稳定性、电网调度的灵活性。通常的增容改造技术方案有：增设直接空冷散热单元、增设间接空冷系统、增设湿式冷凝系统，增设湿式冷凝系统相比较而言，具有系统运行灵活、占地小、投资少、运行维护简单、效果好的特点，在改造工程上应用广泛。在现有湿式增容改造技术中，可以采用并联增设带机力塔湿式尖峰冷凝系统和并联增设蒸发式尖峰冷凝系统。并联增设带机力塔湿式尖峰冷凝系统方案，是通过在每台机组上并联增设一台凝汽器和若干台机力塔，部分排汽乏汽流经凝汽器，与冷却循环水进行换热凝结，再将循环水流经机力塔进行换热。蒸发冷凝技术是将分开的凝汽器凝汽过程和冷却塔水冷过程中与合二为一，利用冷却水在换热器表面分布成薄膜，水膜与强制流动的空气直接接触，被冷却乏汽将热量传给水膜，使得水膜发生非饱和蒸发并与空气进行热质交换与传递，最后由空气带走热量。较传统湿式冷却方式，其传热效率高、节能效果好、节水效果明显，设备占地面积小。

大容量直接空冷机组运行特性及经济性受环境气象条件的影响很大，其在寒冷季节运行时，由于环境温度低，面临最为突出的问题是空冷凝汽器容易发生冰冻和在中低温时段机组运行方式不合理。因此，冬季防冻与机组经济运行两者之间存在的矛盾制约了寒冷地区直接空冷机组的经济运行。在空冷系统入风口加装

风量调节装置、在散热器表面加装温度监测系统、在抽真空系统加装罗茨泵等都能取得较好的防冻效果，可在有效提升空冷散热器防冻能力的同时，降低系统的运行背压，提高机组运行的经济性。

某电厂 600MW 机组自投运以来存在过夏带负荷能力不足且长期高背压运行问题，严重影响机组经济运行，在原有空冷系统并列加装分流部分汽轮机排汽的湿式尖峰冷却器系统后，将夏季满发排汽背压在原基础上降低 4kPa 以上，机组煤耗水平可下降 5g/kWh 以上，节能效果明显。

对于湿冷机组，可以通过对冷却塔内填料方式、喷淋装置、配水配风等优化改造，可有效降低出塔水温，提高机组真空；也可以对凝汽器内部换热管束布置方式优化改造，降低汽轮机排汽压力，提高机组真空。

对于开式冷却机组，凝汽器换热管束易发生堵塞、结垢，通过增设凝汽器在线清洗装置辅助胶球清洗系统运行，可提高凝汽器清洁系数，改善机组真空，起到较好的节能效果。

（2）汽轮机冷端系统运行优化

综合考虑背压对机组出力的影响，降低机组循环水泵（或空冷风机）的耗电量，通过冷端循环水泵（或空冷风机）运行方式优化调整，达到最佳微增出力，起到节能效果。通过汽轮机冷端系统运行优化，可降低供电煤耗 0.5-1.5g/kWh。

2.6 机组主要辅机节能改造

有些电站的风机和水泵受早期技术条件限制，设计效率低，可靠性及运行稳定性差，满足不了调峰运行要求，有些风机和水泵虽然是近几年投产运行的，但是由于选型不当，实际运行效率仅仅 60%，当风机与泵的实际运行工况与其最佳运行工况点偏离较远时，可用以下方法进行技术改造。

(1) 抽级改造法

对于多级离心泵，当其实际运行流量、扬程远低于铭牌容量时，往往处于低效区运行，从而造成电能浪费。对此，可采用抽级改造法，即采取拆掉多余扬程叶轮的办法，来降低其扬程。在抽掉多余叶轮的同时，应将泵轴相应改短，或在拆掉叶轮的部位装上一个长度与叶轮厚度相同的轴套，以防止抽掉的叶轮发生轴向窜动。叶轮的抽取应间隔进行，而且不能抽掉首级叶轮，以免增大入口阻力，引起汽蚀，影响出口扬程。

国产 300MW 机组配置的凝结水泵或者凝升泵扬程普遍偏高，是影响机组热经济性的因素之一。除氧器最大工作压力一般不超过 0.7MPa，进入除氧器的凝结水最大工作压力在 1.0MPa 左右，凝结水泵或凝升泵出口凝结水的凝结水压头一般只要达到 2.2~2.5MPa 即可，若凝结水泵或凝升泵出口凝结水的凝结水压头太大，多余的能量只能通过除氧器给水调节阀的节流损失掉。因此凝结水泵或者凝升泵改造很有必要，而且抽级改造法节电效

果十分明显。

（2）切削叶轮法

由于选型不当或者使用情况发生变化，使离心式水泵和风机容量偏大时，可通过切削叶轮、叶片或更换小叶轮的办法来降低水泵和风机的使用容量。相较于出口节流调节法，能明显提高运行效率。

具体方法是：当已知实际最大全压（扬程）流量时，可通过切割公式计算得出实际全压或流量下的叶轮外径，然后进行切削。切割时应留有余地，防止切割过度导致泵或风机的出力不够。

（3）更换成节能型水泵和风机

某电厂 2 号汽轮机是 N100-90/535 型双缸、冲动、凝汽式汽轮机。配两台 100% 容量的 DG400-140S 型给水泵，机组正常运行时，一台给水泵运行，一台给水泵备用。DG400-140S 型给水泵由于生产年代较早，设计制造技术落后，加之设备部件老化，给水泵实际运行效率仅为 67~70%；同时机组经常在 50% 额定负荷下运行，给水调节门前后压差高达 6~9MPa，造成较大节流损失。

后对原有水泵进行改造，拆除原来的两台 DG400-140S 型电动定速给水泵，安装两台 FK5D32DM 型给水泵和 C046 型液力耦合器组成电动调速给水泵组。改造为调速给水泵后，汽包水位通过调节给水泵转速控制，拆除原锅炉主给水管道上的主给水调节门，减少了给水的节流损失。按机组平均负荷 70MW、年运行 6000h

计算，给水泵改造后每年可节省电能 148 万 kWh。

（4）抽真空系统节能提效

通过采用罗茨真空泵可降低抽真空设备厂用电率，通过采用双机椎体真空泵可同时起到提高真空和降低厂用电率的节能效果。罗茨真空泵可降低厂用电率 50%-70%，双级椎体真空泵可降低厂用电率 40% 以上。

（5）磨煤机分离器改造

磨煤机分离器改造有多种方式，以下列举两种：

一种是中速磨煤机改造。将中速磨径向分离器改造为旋转分离器，煤粉细度实现远方控制，增加对不同煤质的适应性，降低飞灰含碳量，提高锅炉热效率。

飞灰含碳量降低 1-2%，锅炉效率提高 0.5-1.0%，机组煤耗降低 1.5-3.0g/kWh。

另一种是带钢球磨的中储式系统改造。将 BBD 双进双出磨原径向分离器改造为串联双轴向分离器，消除分离器堵塞，或将中间仓储式制粉系统原轴向及径向分离器改造为串联双轴向分离器改造提高煤粉细度的可调性及稳定性，提高煤粉均匀性指数，从而降低飞灰含碳量，提高锅炉效率。改造内容为分离器及回粉管、回粉锁气器。这种技术适用于 BBD 双进双出磨分离器及中间仓储式制粉系统原轴向、径向分离器改造。

锅炉效率提高 0.5-1.0%，机组供电煤耗下降 1.5-3.0g/kWh。

2.7 汽轮机配汽及滑压运行优化

主汽门、调门解体检修后阀门流量特性变化，造成机组控制品质下降，影响 AGC 和一次调频合格率，通过阀门流量特性试验，矫正阀门流量特性函数，保证机组调节特性满足电网要求。在满足机组 AGC 和一次调频的要求下，合理设置阀门重叠度，可降低节流损失，提高汽轮机高压缸效率，通过滑压运行优化试验，优化机组在部分负荷时的主汽压力，提高机组运行经济性。通过提高机组控制与调节品质，机组可降低供电煤耗 0.5-1.5g/kWh。

2.8 汽机岛全工况整体协同运行优化

针对当前机组频繁调峰情况，充分考虑机组实际运行中非隔离状态、回热系统运行方式变化、吹灰或投运减温水等多变运行方式，构建机组全工况能耗优化模型，研究单一因素的优化规律和多因素协同效应，开展汽轮机整体协同运行优化。通过实时监测机组主要性能参数，利用外挂智能控制装置和先进算法，实时给出优化结果，提升机组效率，可降低供电煤耗 0.5-1.5g/kWh。

2.9 机组热力系统优化改造

(1) 外置式蒸汽冷却器

部分高加抽汽由于抽汽温度高，往往具有较大的过热度，通过设置独立外置蒸汽冷却器，充分利用抽汽过热焓，可提高回热系统热效率，预计可降低供电煤耗 0.4-0.6g/kWh。

(2) 附加高压加热器

增设附加高加，将机组高参数汽源通过补气阀管路引入附加高加，可提高机组部分负荷工况的给水温度，从而增加热力系统回热量，减少冷源损失，预计可降低供电煤耗 0.5-1g/kWh。

（3）热力疏水系统优化改造

改进热力及疏水系统中冗余的管路，可简化热力系统，减少阀门数量，能够有效治理阀门泄漏，预计可降低供电煤耗 0.1-0.3g/kWh。

2.10 电动机调速节电改造及运行优化

电动机节电技术是指在利用电动机过程中节约电能的相关改造技术。电动机使用中由于设备陈旧、老化、电源电压过低、不对称及运行不当、负载率过低等造成电能浪费。电动机是使用最广泛的电气设备之一，所消耗的电能约占全部工业生产用电的 60%，其节电问题十分重要。

电动机在额定运行时，随着电源电压的降低，不变损耗即铁损耗将会降低，而电动机的电磁转矩也随电压成平方地迅速降低。为了稳定运行，就要增大电动机的转差率，这必然引起转子电流、定子电流增大，定、转子铜耗增加，即可变损耗的增加值超过不变损耗的下降值，导致电动机的效率降低。在轻载运行时，由电动机负载转矩公式可知，适当降低供电电压，是有利于节电运行的。因为轻载情况下，电动机的实际转差率小于额定转差率，转子电流并不大。降压运行时，转子电流增加的数值是有限的。降

压使电动机的空载电流减少，空载损耗即不变损耗也减少，同时电动机的功率因数和运行效率也得到改善，具有可观的节电效果。据研究，一台鼠笼式异步电动机在额定负载运行状态下，定子绕组的接线方式为“ Δ ”形连接时，效率为 66.7%，在轻载运行时，改为“Y”形连接，效率可提高到 79.7%。

改造技术主要包括：

（1）变频器调速改造

变频器调速性能好，能实现软启动和自动控制，具有显著的节电效果。一般情况下变频改造后，对于送风机、引风机及一次风机节电率约为 35%~40%。循环水泵、凝结水泵、给水泵等水泵变频改造后，节电率在 35%左右。

某电厂 300MW 机组的两台 1900kW 轴流式静叶可调引风机经过变频改造后，其年节电量为 558.6 万 kWh。

（2）液力耦合器调速改造

液力耦合器又称液力联轴器，是一种用来将动力源（通常是发动机或电机）与工作机连接起来，靠液体动量矩的变化传递力矩的液力传动装置。其具有明显的节电效果，能降低电机的启动电流和持续时间，降低对电网的冲击，降低电机的装机容量。大惯量难启动机械应用限矩型液力耦合器或离心式机械应用调速型液力耦合器时，节能效果显著。

（3）永磁调速

调节器可以调节筒形永磁转子与筒形导体转子在轴线方向的相对位置，以改变永磁转子和导体转子耦合的有效部分，即可改变两者之间传递的扭矩，能实现可重复的、可调整的、可控制的输出扭矩和转速，实现调速节能的目的。其优点为柔性启动，减少电机的冲击电流，延长设备使用寿命、平滑无级调速，调速范围 0-98%，实现高效节能，节电率为 10-50%。

2.11 燃煤耦合发电改造

推广应用“煤电+生物质”、“煤电+污泥”、“煤电+垃圾”等燃煤耦合发电技术，一方面可以实现农林废弃残余物、污泥、垃圾的减量化、无害化处理，消纳农林废弃残余物、生活垃圾及污水处理厂的水体污泥等生物质资源，破解秸秆田间直焚、污泥垃圾围城等社会治理难题，另一方面通过“碳中和”燃料替代燃煤，降低企业耗煤量，实现煤电企业的碳减排，促进电力行业特别是煤电的低碳清洁发展。

“煤电+生物质”发电，不仅降低了原燃煤电厂污染物及温室气体的排放量，而且综合利用生物质与煤炭资源，逐步减少一次能源的消耗量，缓解社会发展对能源需求的压力。燃煤耦合生物质发电充分利用燃煤电厂大容量和高蒸汽参数达到高效率的优点，可在更大容量水平上使生物质发电效率达到燃煤电厂的最高水平，同时解决了生物质能田间焚烧、大量堆积等问题，有利于我国能源结构的调整。

生物质耦合发电技术主要有 3 种方式：直接混燃耦合发电技术、分烧耦合发电技术及生物质气化与煤混燃耦合发电技术。

“煤电+垃圾”发电技术可将垃圾焚烧发电效率提高至约 32%，相较于传统技术提效 10% 左右，实现垃圾无害化、减量化、资源化、低成本化的处置，提高垃圾能源化利用效率，降低单位垃圾处理投资成本及运行维护费用。在对现有燃煤机组整体改造量最小的前提下，利用大型燃煤机组高效热力循环系统的优势，能够有效解决传统垃圾焚烧发电厂机组发电效率低、排烟温度高、二噁英等污染物处理成本高及飞灰沾污等难题。

以某电厂 2 台 350MW 机组为例，其燃煤耦合污泥发电项目年可处理污泥 7.5 万吨左右，每年可节约标煤 3000 吨左右，减排二氧化碳 7800 吨。

2.12 空预器改造技术

空预器的节能改造有以下两种方案：

（1）空气预热器本体改造

可实施改造或更换新型的、传热能力强的传热元件，也可以增加空气预热器有效高度，增强空气预热器换热能力，降低排烟温度，提高锅炉效率。排烟温度每下降 10℃，锅炉热效率大约可提高 0.47 个百分点，供电煤耗下降约 2 g/kWh。

（2）空预器漏风改造技术

对于回转式空气预热器密封不良、低温腐蚀或积灰堵塞等问

题，宜实施漏风改造，可采用先进密封技术，通过减少漏风面积来达到降低漏风量的目的。控制空气预热器漏风率在 6% 以内。

2.13 锅炉排烟余热回收利用

根据锅炉排烟温度、除尘和脱硫情况，结合经济技术分析，进行烟气余热回收利用系统改造，回收烟气热量，提高机组经济性。以下列举了四种烟气余热回收利用方式。

(1) 低温省煤器技术

低温省煤器技术是通过烟气余热来加热低加回热系统的凝结水，将锅炉的排烟温度降低至合适值。烟气余热通过回热系统的凝结水回收热量，排挤下一级低加的汽轮机抽汽，使抽汽回到汽轮机继续做功，增大汽机的做功功率，从而降低机组发电煤耗。而对采暖供热机组，在供热时期可将回收的热量用于加热热网水，节能效果更显著。

低温省煤器根据其布置位置的不同，可分为以下两种情况：

一种是低温省煤器布置于空预器与除尘器之间。该布置方式在回收烟气余热的同时，减小飞灰比电阻，提高除尘器的效率，减少粉尘等污染物的排放。而且系统结构简单，工程量较小，投资少。

另一种是低温省煤器布置于引风机与脱硫塔之间。该布置方式避免了除尘器、引风机等设备的低温腐蚀问题，可将烟气温度降至较低水平，可以实现烟气余热最大程度上的回收，并减少了

脱硫系统减温水的补水量，具有一定的节水效果。

（2）低低温烟气处理技术

低低温烟气处理技术，该系统由第一级热回收器与第二级再加热器组成。第一级布置在空预器和电除尘器之间的烟道上，第二级布置在脱硫塔与烟囱之间的烟道上。通过热媒水的闭式循环，第一级热回收器将除尘器入口烟气温度从 120~130℃ 降到 90℃ 左右；第二级再加热器利用第一级热回收器回收的热量将脱硫塔出口的烟气温度升高至 80℃ 左右。

该方法可以有效降低厂用电耗，降低设备运行费用，可降低机组供电煤耗 2.8-3.2g/kWh。

（3）前置式液相介质空预器与低温省煤器组合技术

前置式液相介质空预器与低温省煤器组合系统的中间热媒介质通常为闭式循环水。系统以前置式空预器方式运行时，主凝结水管路的出、回水阀门关闭，通过空预器进风回收烟气余热；以低温省煤器方式运行时，关闭前置式空预器受热面水侧进、出口阀门，通过凝结水回收尾部烟气余热，排挤下一级低加抽汽，使其进入汽轮机做功，提高做功量，提高全厂热效率。

以前置式空预器方式运行时，取代了原有的蒸汽暖风器设备，避免了空预器出现腐蚀、积灰的问题，有利于空预器的安全稳定运行，并节省了蒸汽暖风器的抽汽，提高了全厂热效率。该方法可以节约煤耗 2.5-4.5g/kWh。

2.14 引风机汽电双驱改造

将纯电动引风机改造为汽电双驱引风机，可有效改善风机低负荷工况下效率低和大功率电机启动困难问题，适用于负荷率低、调峰频繁的机组，可以实现降低厂用电以及多供电增收的效果。改造的内容是增设小汽机及相应的热力、变速离合器。

该方法可降低发电厂用电率 1-1.3 个百分点，计入低负荷引风机经济运行后，可降低供电煤耗 0.5-0.8g/kWh。

2.15 单列辅机

在保证机组设备安全可靠运行的前提下，对主要辅机包括送风机、引风机、一次风机、空气预热器、给水泵、增压风机等单列配置，不设备用，可降低造价，提高运行效率及负荷响应速度，减少运行及维护人员的工作强度。

2.16 干渣机冷风控制系统

通过改造降低干渣机冷风量，增加经过空预器的风量，降低锅炉排烟温度，减少燃烧无组织配风，降低 NO_x 初始排放浓度。改造内容为干渣机各段进风分段用分、总风门远方控制，依据渣温控制进风量，大幅降低干渣机冷风用量。

改造后降低一次风机风压 1.0-1.5kPa，减小一次风及出力，有效降低风机电耗。

2.17 全负荷锅炉智能优化燃烧技术

锅炉燃烧优化是通过通过对锅炉燃料供给和配风参数的变化，合

理组织燃烧方式，保证送入锅炉炉膛内的燃料及时、完全、稳定和连续地燃烧，在满足机组负荷变动需要的前提下，获得最佳燃烧工况的工作。当前，在能耗双控形势下，煤电机组调峰范围扩大，可进行燃烧设备改造，并采用煤质在线检测、炉膛温度场精确测量、建立锅炉燃烧模型等先进测控技术，提高锅炉燃烧效率。

2.18 机组宽负荷运行方式下技术改造与运行优化

为提升煤电机组深度调峰能力，解决机组在低负荷运行时效率下降的问题，可对锅炉燃烧器、水冷壁、机组通流基准设计、高效宽负荷叶片以及汽轮机蒸汽参数进行针对性的优化设计与改造，对给水泵、凝结水泵、循环水泵等主要辅机进行运行方式调整与优化配置，实现机组在较宽负荷下依旧保持较高的运行效率。

2.19 智慧电厂与智能发电技术

以数字化和自动化为基础的信息化与智能化技术的发展，为智慧电厂的建设创造了条件，主要体现在大数据、物联网、可视化、先进测量与智能控制等技术在发电厂生产运行与管理维护中的系统化应用。

如炉内智能检测与燃烧优化控制、基于深度调频与深度调峰的网源协调灵活性发电技术等。

