

河北省火电行业环保绩效创 A 最优实用技术指南（第一批）

河北省重点行业环保绩效创 A 工作领导小组办公室
2023 年 6 月

前 言

为进一步提升河北省火电行业污染治理技术水平，实施减污降碳协同增效，促进行业绿色转型，引领全省火电行业高质量发展，河北省生态环境厅重点行业创 A 专班火电组在日常帮扶、绩效评级工作中，深入企业实地调研，积极探索解决火电企业污染治理技术存在的问题，提出合理改进建议，并对火电企业创 A 的最优治理技术进行了梳理总结、规范提升，研究编制了《河北省火电行业环保绩效创 A 最优实用技术指南》，对火电行业治理技术的原理、关键技术、运行控制优化等进行了详细分析，为火电企业创 A 工作提供技术指导。

目 录

一、颗粒物治理技术	- 1 -
(一) 新型高效电除尘技术.....	- 1 -
(二) 高效袋式除尘技术.....	- 6 -
(三) 高效电袋复合除尘技术.....	- 8 -
(四) 达标技术路线与运行控制优化.....	- 11 -
二、二氧化硫治理技术	- 13 -
(一) 石灰石-石膏湿法脱硫技术.....	- 13 -
(二) 海水法脱硫.....	- 16 -
(三) 达标技术路线与运行控制优化.....	- 18 -
三、氮氧化物治理技术	- 20 -
(一) 低氮燃烧技术.....	- 20 -
(二) 选择性催化还原技术(SCR)与全负荷脱硝....	- 22 -
(三) 联合脱硝技术(SNCR-SCR).....	- 27 -
(四) 达标技术路线与运行控制优化.....	- 27 -
四、无组织管控技术	- 29 -
(一) 封闭式螺旋卸料机(参考)	- 29 -
(二) 煤炭运输皮带气流除尘技术.....	- 30 -
五、节能降碳技术	- 32 -
(一) 汽轮机通流部分现代化改造.....	- 32 -
(二) 低压缸零出力改造.....	- 34 -
(三) 低低温省煤器与暖风器联合系统改造(参考)	- 36 -
(四) 干式抽真空系统节能改造技术.....	- 37 -

一、颗粒物治理技术

（一）新型高效电除尘技术

1、技术名称

新型高效电除尘技术。

2、技术类别

减污类。

3、应用现状及产业化

华润电力（唐山曹妃甸）有限公司 2 台 1000MW 和 2 台 300MW 发电机组，三河发电有限责任公司 2 台 350MW 和 2 台 315MW 发电机组，华能国际电力股份有限公司上安电厂 2 台 600MW、2 台 350MW 和 2 台 330MW 发电机组，河北华电石家庄鹿华热电有限公司 2 台 330MW 发电机组均使用该技术。

应用电除尘技术的装机容量，约占河北燃煤机组总装机容量的 60%。

4、技术内容

（1）技术原理

电除尘技术是在高压电场内，使悬浮于含尘气体中的粉尘或颗粒物受到气体电离的作用而荷电，荷电颗粒在电场力的作用下，向极性相反的电极运动，并吸附在电极上，通过振打、冲刷等使其从电极表面脱落，实现除尘的全过程。

依据电极表面灰的清除是否用水，分为干式电除尘和湿

式电除尘。

为电除尘器供电的电源主要有高频电源、三相电源、恒流电源、脉冲电源和工频电源等。

(2) 关键技术

电除尘技术适用于工况比电阻在 $1 \times 10^4 \Omega \cdot \text{cm} \sim 1 \times 10^{11} \Omega \cdot \text{cm}$ 范围内的烟尘去除，可在范围很宽的温度、压力和烟尘浓度条件下运行。影响电除尘器性能的主要因素有工况条件、电除尘器的技术状况和运行条件。其中，工况条件中煤、飞灰成分对电除尘器性能的影响最大。电除尘器使用高频、脉冲等新型电源供电，与使用工频电源供电相比，可减少污染物排放或在同等除尘效率下实现节能。

① 低低温电除尘技术

低低温电除尘技术是通过烟气冷却器降低电除尘器入口烟气温度至酸露点以下的电除尘技术。烟尘工况比电阻大幅下降，烟气流量减小，可实现较高的除尘效率；同时，烟气温度降至酸露点以下，气态 SO_3 将冷凝成液态的硫酸雾，通过烟气中粉尘吸附及化学反应，可去除烟气中大部分 SO_3 ；在达到相同除尘效率前提下，与常规干式电除尘器相比，低低温电除尘器的电场数量可减少，流通面积可减小，运行功耗降低，节能效果明显。但烟尘比电阻降低会削弱捕集到阳极板上粉尘的静电黏附力，从而导致二次扬尘有所增加。低低温电除尘器适用于灰硫比大于 100 的烟气条件，灰硫比是

指低温省煤器(烟气冷却器)入口烟气中烟尘质量浓度与 SO_3 质量浓度之比。

②湿式电除尘技术

湿式电除尘技术是用水膜清除吸附在电极上的颗粒物。根据阳极板的形式，湿式电除尘器分为板式和管式等，应用较多的是管式中的蜂窝式与板式。湿式电除尘器安装在脱硫设备后，可有效去除烟尘及湿法脱硫产生的次生颗粒物，并能协同脱除 SO_3 、汞及其化合物等。

影响湿式电除尘器性能的主要因素有湿式电除尘器的结构型式、入口浓度、粒径分布、气流分布、除尘器技术状况和冲洗水量。

湿式电除尘器除电耗外，还有水耗、碱耗，外排废水宜统筹考虑作为湿法脱硫系统补充水。

③高频电源技术

高频电源是应用高频开关技术，将工频三相交流电源经整流、高频逆变、升压、二次整流输出直流负高压的高压供电电源。高频电源在纯直流供电方式下，烟尘排放可降低 30%~50%；高频电源在间歇脉冲供电方式下可节能 50%~70%；高频电源控制方式灵活，其本身效率和功率因数较高，均可达 0.95；还具有重量轻、体积小、结构紧凑、三相平衡等特点，在燃煤电厂得到了广泛的应用。

④脉冲电源技术

脉冲电源是电除尘配套使用的新型高压电源，通常由一个直流高压单元和一个脉冲单元叠加组成，直流高压单元可采用工频电源、三相电源、高频电源。脉冲电源可较大幅度提高电场峰值电压，脉冲电压宽度一般为 120 μ s 及以下。

脉冲电源在提高电场电压的同时可保持较低的平均直流电流，抑制反电晕的发生，因此能提高除尘效率；脉冲高压、脉冲重复频率等参数单独可调，对不同工况的粉尘变化具有良好的适应性。同等工况下，与工频电源相比，可减少烟尘排放 50%以上，降低能耗 30% ~ 70%。

⑤移动电极、离线振打等清灰技术

移动电极是改变传统的振打清灰为清灰刷清灰，可避免反电晕现象并最大限度地减少了二次扬尘，增大了粉尘驱进速度，可提高除尘效率，但其对设备的设计、制造、安装工艺要求较高。

离线振打清灰是将需要清灰的烟气通道出口或进、出口烟气挡板关闭，并停止供电，进行振打清灰，大幅减少清灰过程中的二次扬尘。挡板关闭会影响电除尘器本体内的流场，需通过风量调整装置来防止流场恶化。一般在电除尘器末电场使用。

⑥机电多复式双区电除尘技术

机电多复式双区电除尘技术是荷电区与收尘区交替布置，荷电区与收尘区分别供电的电除尘技术。荷电区由放电

能力强的极配形式构成，布置在收尘区的前端；收尘区由数根圆管组合的辅助电晕极与阳极板配对，运行电压高，场强均匀，电晕电流小，能有效抑制反电晕。由于圆管电晕极的表面积大，可捕集正离子粉尘，从而达到节电和提高除尘效率的目的。一般布置于末电场，单室应用时需增加一套高压设备。

⑦电凝聚技术

电凝聚技术是通过双极荷电及扰流聚合实现细颗粒的有效凝聚，形成大颗粒后被电除尘器有效收集，是减少细颗粒物排放的电除尘器增效技术，压力降小于 250 Pa。

（3）主要技术指标

电除尘器除尘效率可达 99.9%以上。

5、典型案例

案例一：

国家能源集团宿迁发电有限公司采用“干式电除尘器+湿式电除尘器”模式，干式除尘器使用双室五电场，采用高压负电荷电极结构型式，综合除尘效率不低于 99.9%。烟尘排放浓度可低于 2mg/m³。

案例二：

三河发电有限责任公司采用双室五电场除尘器（高频电源）+湿式电除尘器，烟尘排放浓度可低于 3g/m³。

(二) 高效袋式除尘技术

1、技术名称

袋式除尘技术。

2、技术类别

减污类。

3、应用现状及产业化

河北大唐国际唐山北郊热电有限责任公司 2 台 350MW 发电机组，国能滦河热电有限公司 1 台 330MW 发电机组，均使用该技术。

应用袋式除尘技术的装机容量，约占河北燃煤机组容量的 13%。

4、技术内容

(1) 技术原理

袋式除尘技术是利用纤维织物的拦截、惯性、扩散、重力、静电等协同作用对含尘气体进行过滤的技术。当含尘气体进入袋式除尘器后，颗粒大、比重大的粉尘，由于重力的作用沉降下来，落入灰斗，烟气中含有较细小粉尘的气体在通过滤料时被阻留，使烟气得到净化，随着过滤的进行，阻力不断上升，需进行清灰再生。

按清灰方式分为脉冲喷吹类、反吹风类及机械振打类袋式除尘器。电厂主要采用脉冲喷吹类袋式除尘器，可采取固定行喷吹或旋转喷吹方式。

（2）关键技术

袋式除尘器的性能影响因素主要有设备的运行条件、入口烟尘浓度、设备的设计、制作和安装质量。要考虑滤料选型要与烟气成分相匹配，运行温度宜高于酸露点 $10^{\circ}\text{C}\sim 20^{\circ}\text{C}$ 。滤袋选型要充分考虑烟气温度的、煤的含硫量、烟气中的含氧量和氮氧化物浓度等因素的影响。

（3）技术发展和应用

①针刺水刺复合滤料技术

采用先针刺后水刺工艺生产的三维毡滤料的技术，可克服针刺工艺的刺伤纤维和留有针孔两大弊端，延长滤袋寿命和提高过滤精度，同时降低生产成本，提高经济性。

②大型化袋式除尘技术

采用下进风、端进端出气的进出风方式，以及阶梯形花板、挡风导流板、各通道或分室设置阀门等结构，有效调节各通道和各室流场的均匀分布，实现大型袋式除尘器的气流均布。

（4）主要技术指标

除尘效率为 $99.5\% \sim 99.99\%$ 。

5、典型案例

河北大唐国际唐山北郊热电有限责任公司 2 台 350MW 发电机组采用袋式除尘器，颗粒物小时平均值 1#机组和 2#机组分别低于 4.02 mg/m^3 和 4.76 mg/m^3 。

(三) 高效电袋复合除尘技术

1、技术名称

电袋复合除尘技术。

2、技术类别

减污类。

3、应用现状及产业化

华润电力唐山丰润有限公司 2 台 300MW 发电机组、秦皇岛发电有限责任公司 2 台 320MW 发电机组均使用该技术。

应用电袋复合除尘器的装机容量，约占河北燃煤机组容量的 12%。

4、技术内容

(1) 技术原理

电袋复合除尘技术是电除尘与袋式除尘有机结合的一种复合除尘技术，利用前级电场收集大部分烟尘，同时使烟尘荷电，利用后级袋区过滤拦截剩余的烟尘，实现烟气净化。

电袋复合除尘器按照结构型式可分为一体式电袋复合除尘器、分体式电袋复合除尘器和嵌入式电袋复合除尘器。其中一体式电袋复合除尘器技术最为成熟，应用最为广泛。

电袋复合除尘器具有长期稳定低排放、运行阻力低、滤袋使用寿命长、运行维护费用低、占地面积小、适用范围广的特点。

电袋复合除尘技术适用于国内大多数燃煤机组燃用的

煤种，特别是高硅、高铝、高灰分、高比电阻、低硫、低钠、低含湿量的煤种。尤其适用于排放要求严格的环境敏感地区及老机组除尘系统改造。

（2）关键技术

性能影响因素主要有设备的运行条件、设备的设计、制作和安装质量。尤其是要注意滤料型式的选型要与烟气成分相匹配，运行温度宜高于酸露点 $10^{\circ}\text{C}\sim 20^{\circ}\text{C}$ 。

①高效电袋复合除尘技术

高效电袋复合除尘技术是基于最优耦合匹配、高均匀多维流场、微粒凝并、高精过滤等多项技术组合形成的新一代电袋复合除尘技术。可控制出口烟尘浓度小于 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 。

②耦合增强电袋复合除尘技术

耦合增强电袋复合除尘技术是将前电后袋整体式电袋技术与嵌入式电袋技术相结合形成的新型电袋复合除尘技术。

③高精过滤和强耐腐滤料技术

高精过滤是指滤袋采用特殊结构和先进的后处理工艺，使滤袋表面的孔径小、孔隙率大，有效防止细微粉尘的穿透，提高过滤精度的新型滤袋技术。典型的高精过滤滤料有 PTFE（聚四氟乙烯）微孔覆膜滤料和超细纤维多梯度面层滤料。高精过滤滤料制成滤袋后，需进一步采用缝制针眼封堵技术，防止极细微粉尘从针眼穿透。

强耐腐滤料是指 PPS(聚苯硫醚)、PI(聚酰亚胺)、PTFE(聚四氟乙烯)高性能纤维按不同组合、不同比例、不同结构进行混纺的系列滤料配方和生产工艺,形成了 PTFE 基布+PPS 纤维、PPS+PTFE 混纺、PI+PTFE 混纺的多品种高强度耐腐蚀系列滤料,适应各种复杂的烟气工况,可延长滤袋的使用寿命。

④大型电袋流场均布技术

采用数值模拟和物理模型相结合的方法,保证各种容量等级的机组、特别是百万千瓦机组的特大型电袋复合除尘器各净气室的流量相对偏差小于 5%,各分室内通过每个滤袋的流量相对均方根差小于 0.25。

⑤长袋高效清灰技术

长袋高效清灰技术是采用 10.16cm(4 英寸)大口径脉冲阀喷吹 25 条以上大口径长滤袋(8~10m)进行喷吹的清灰技术。该技术可确保长滤袋的清灰效果。提高电袋复合除尘器空间利用率,简化总体结构布置。

(3) 主要技术指标

除尘效率为 99.5%~99.99%。

5、典型案例

目前已投运的电袋复合除尘器可实现 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 以下的超低排放,如珠海电厂 $2\times 700\text{MW}$ 机组,分别实现了 $2.55\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $3.15\text{mg}/\text{m}^3$ 的烟尘排放。

（四）达标技术路线与运行控制优化

1、技术路线

燃煤电厂应综合采用一次除尘和二次除尘措施，实现颗粒物达标排放。

（1）一次除尘措施

为实现达标排放，在湿法脱硫前对烟尘的高效脱除，称为一次除尘。主流技术包括电除尘技术、电袋复合除尘技术和袋式除尘技术。

电除尘技术通过采用高频电源供电、先进清灰方式以及低低温电除尘技术等有机组合，实现可达 99.9% 的除尘效率。其中高频电源可提高电除尘效率 30-50%，低低温电除尘可降低飞灰比电阻。

采用高效电袋复合除尘器及高效袋式除尘器，实现可达 99.99% 的除尘效率。

（2）二次除尘措施

为实现达标排放，在烟气湿法脱硫过程中对颗粒物进行协同脱除、在烟气脱硫后采用湿式电除尘器进一步脱除颗粒物，称为二次除尘。石灰石-石膏湿法脱硫复合塔技术配套采用高效的除雾器或在脱硫系统内增加湿法除尘装置，协同除尘效率可不低于 70%；湿法脱硫后加装湿式电除尘器，除尘效率可不低于 70%，且除尘效果稳定。

燃煤电厂工程实际应用中应综合考虑各种技术的特点、

适用性、经济性、成熟度及二次污染等，选择颗粒物达标排放技术路线。

2、运行控制优化

（1）加强除尘器运行管理，降低脱硫入口颗粒物浓度。

（2）静电除尘器提高二次电流、二次电压合格率，火花率控制在最佳范围；加强消缺管理，保证振打加速度，合理设计振打周期，防止极板粘灰，防止反电晕，防止末级电场二次飞扬，避免同通道前后电场同步振打；发生电场短路，利用停机及时处理。

（3）袋式除尘器设计合理的阻力吹灰控制策略，实现节能和除尘综合效果最大化。

（4）加强湿式脱硫除雾器工艺水支管阀门泄漏检查，保证除雾器冲洗效果，优化除雾器冲洗控制策略，设计合理冲洗周期，避免除雾器结垢、堵塞，以减缓烟气携浆。

（5）加强湿式除尘装置运行管理，运行参数控制合理，降低烟气中颗粒物浓度和液滴含量。

二、二氧化硫治理技术

（一）石灰石-石膏湿法脱硫技术

1、技术名称

石灰石-石膏湿法脱硫技术。

2、技术类别

减污类。

3、应用现状及产业化

华润电力（唐山曹妃甸）有限公司 2 台 1000MW 和 2 台 300MW 发电机组，三河发电有限责任公司 2 台 350MW 和 2 台 315MW 发电机组，华能国际电力股份有限公司上安电厂 2 台 600MW、2 台 350MW 和 2 台 330MW 发电机组，河北华电石家庄鹿华热电有限公司 2 台 330MW 发电机组均使用该技术。

应用石灰石-石膏湿法脱硫技术的装机容量，约占河北燃煤机组总装机容量的 90%。

4、技术内容

（1）技术原理

以含石灰石粉的浆液为吸收剂，吸收烟气中 SO_2 、HF 和 HCl 等酸性气体。在吸收塔内，烟气中 SO_2 与石灰石反应形成亚硫酸钙，再鼓入空气强制氧化，最后生成石膏，从而达到脱除 SO_2 的目的，脱硫净烟气经除雾器除雾后排放。

脱硫系统主要包括吸收系统、烟气系统、吸收剂制备系

统、石膏脱水及贮存系统、废水处理系统、除雾器系统、自动控制和在线监测系统。

(2) 关键技术

石灰石-石膏法脱硫效率主要受反应温度、浆液 pH 值、液气比、钙硫比 (1.01)、停留时间 (3s ~ 5s)、吸收剂品质及用量、塔内气流分布等多种因素的影响。通过调整塔内喷淋布置、烟气流场优化、加装提效组件等方法可提高脱硫效率。

①复合塔技术

在脱硫塔底部浆液池和上部喷淋层之间以及喷淋层之间加装托盘类或鼓泡类等气液强化传质装置,形成稳定的持液层,烟气穿越持液层时气液固三相传质速率得以提高,完成一级 SO₂ 脱除。吸收塔上部喷淋层通过调整喷淋密度及雾化效果,完成对烟气 SO₂ 的深度洗涤。该类技术的典型代表包括旋汇耦合、沸腾泡沫、旋流鼓泡、双托盘均流增效板等工艺。

②pH 分区技术

在喷淋塔内加装隔离体等,从而对脱硫浆液实施物理分区或依赖浆液自身特点(流动方向、密度等)形成自然分区,达到对浆液 pH 的分区控制。部分脱硫浆液 pH 维持在较低区间 (4.5 ~ 5.3) 以确保石灰石溶解和脱硫石膏品质,部分脱硫浆液 pH 值则提高(5.8 ~ 6.4),最终保证对烟气 SO₂ 的吸收

效率。典型工艺包括单塔双循环、双塔双循环、浆池 pH 分区工艺技术。其中双循环工艺应用较为广泛。

(3) 工艺流程

石灰石-石膏湿法脱硫典型的工艺流程如图 1。

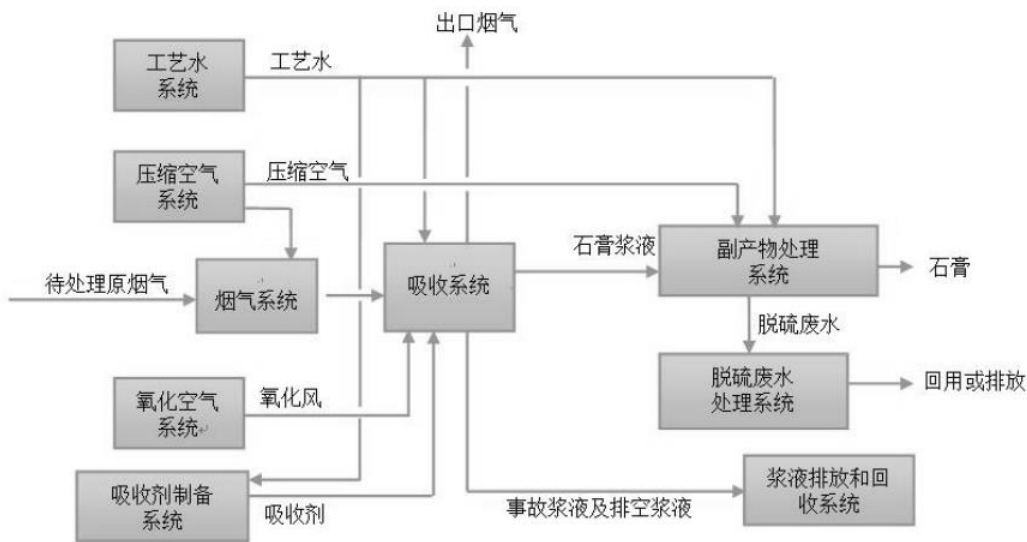


图 1 石灰石-石膏湿法脱硫工艺流程图

(4) 主要技术指标

脱硫效率可达 95%~99.7%。

5、典型案例

国家能源集团宿迁发电有限公司采用石灰石-石膏湿法脱硫工艺，配置单塔双循环、6 台循环浆液泵、两级循环各设 3 个喷淋层，设计入口二氧化硫浓度为 3500mg/Nm³，入口煤质硫分为 1.4%，出口二氧化硫小时平均浓度不高于 17.5mg/Nm³，脱硫效率达到 99.5%。

（二）海水法脱硫

1、技术名称

海水法脱硫技术。

2、技术类别

减污类。

3、应用现状及产业化

华能威海发电有限责任公司 2×320MW 亚临界机组、2×680MW 超超临界机组，秦皇岛发电有限责任公司 2×320MW 机组，均采用海水脱硫；用海水脱硫技术的装机容量，约占河北燃煤机组总装机容量的 0.56%。

4、技术内容

（1）技术原理

海水中含有相当数量的 OH^- 、 HCO_3^- 、 CO_3^{2-} 等碱性离子，pH 值约为 8，从而使海水具有较强的吸收 SO_2 和酸碱缓冲能力。海水烟气脱硫技术就是利用天然海水的这种特性，脱除烟气中 SO_2 ，再用空气强制氧化为硫酸盐溶于海水中的的一种湿式烟气脱硫方法。

（2）关键技术

海水法烟气脱硫技术是以海水为脱硫吸收剂，除空气外不需其它添加剂。通过优化塔内烟气流场分布、液气比、加装海水均布装置等手段，可实现 SO_2 达标或超低排放。但受地域限制，仅适用于拥有较好海域扩散条件的滨海火电厂，

且其平均燃煤含硫率不宜高于 1%。

（3）工艺流程

海水法烟气脱硫装置应由海水供应系统、烟气系统、二氧化硫吸收系统和海水恢复系统等组成。其典型的海水法烟气脱硫工艺流程如图 2。

锅炉烟气经脱硫增压风机（若有）升压、经烟气换热器（若有）降温后进入吸收塔，经海水洗涤脱硫后的烟气经吸收塔顶部设置的除雾器除去携带的小液滴后再经烟气换热器（若有）升温，最后从烟囱排放。

吸收塔脱硫排水流入海水恢复系统曝气池，经与来自机组凝汽器出口的海水掺混、中和、曝气等方式处理，恢复水质后达标排海。

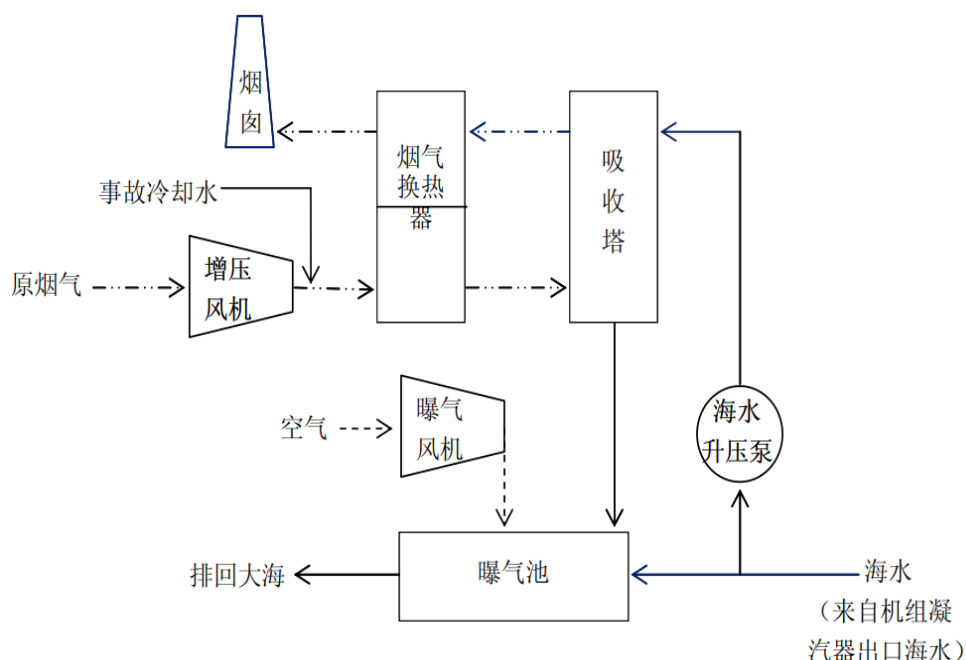


图 2 典型海水法烟气脱硫工艺流程示意图

（4）主要技术指标

脱硫效率可达 98%以上。

5、典型案例

华能威海发电有限责任公司 2×320MW 亚临界机组(3#、4#)和 2×680MW 超超临界机组(5#、6#)均采用海水脱硫技术,公司在原有基础上先后对海水脱硫塔进行了塔体加高 1.5m,填料加高 0.3m,抬高喷淋层,更换并增加填料,更换海水分配器、海水升压泵和曝气风机等。脱硫效率达到 99.1%,出口二氧化硫小时平均浓度 $\leq 16\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。

(三) 达标技术路线与运行控制优化

1、技术路线

采用石灰石-石膏湿法脱硫,为稳定实现达标排放,对于不同的 SO_2 入口浓度,需采用不同的脱硫工艺,具体工艺选择时应考虑经济性和成熟度。对于烟气 SO_2 浓度在 $1000\text{mg}/\text{m}^3$ 及以下的,可选择空塔提效;对于烟气 SO_2 浓度在 $2000\text{mg}/\text{m}^3$ 及以下的,宜选择双托盘、沸腾泡沫等;对于烟气 SO_2 浓度在 $3000\text{mg}/\text{m}^3$ 及以下的,宜选择旋汇耦合、双托盘、湍流管栅等;对于烟气 SO_2 浓度在 $6000\text{mg}/\text{m}^3$ 及以下的,宜选择单塔双 pH 值、旋汇耦合、湍流管栅等;对于烟气中 SO_2 浓度在 $10000\text{mg}/\text{m}^3$ 及以下的,宜选择空塔双 pH 值、旋汇耦合等。

在海水扩散条件较好、符合近岸海域环境功能区划要求时,对于入口 SO_2 浓度不大于 $2000\text{mg}/\text{m}^3$ 的滨海电厂,可选

择高效海水脱硫技术。

2、运行控制优化

（1）合理配煤，脱硫装置入口二氧化硫浓度控制在设计范围。

（2）加强设备维护管理，浆液循环泵磨蚀进行维修、更换，保证浆液循环量和压力，防治喷嘴堵塞，保证雾化效果。

（3）加强浆液、石膏化验分析，指导运行调整，开展基于负荷、二氧化硫浓度的节能减排运行方式研究，调整液气比和 pH。

（4）开展基于机组运行方式的脱硫调节品质控制策略优化，提高快速变负荷的脱硫自动运行水平。

（5）加强精益化运行管理，合理控制 pH、密度等关键参数，提高氧化风利用效果，提高石膏品质，加强脱硫废水排放管理，严禁浆液氯离子超设计，最大限度的实现节能减排、绿色低碳运行。

（6）海水法应在传统工艺的基础上进行塔体加高、填料加高、更换海水分配器等进行提效优化。

三、氮氧化物治理技术

（一）低氮燃烧技术

1、技术名称

低氮燃烧技术。

2、技术类别

减污类。

3、应用现状及产业化

国内 200MW 及以上煤粉炉，均采用了低氮燃烧技术。

4、技术内容

（1）技术原理

低氮燃烧技术是通过合理配置炉内流场、温度场及物料分布以改变 NO_x 的生成环境，从而降低炉膛出口 NO_x 排放的技术。主要包括低氮燃烧器、空气分级燃烧、燃料分级燃烧等技术。

低氮燃烧器是通过特殊设计的燃烧器结构，控制燃烧器喉部燃料和空气的动量及流动方向，使燃烧器出口实现分级送风并与燃料合理配比，降低 NO_x 生成的技术。

空气分级燃烧技术是通过控制空气与煤粉的混合过程，将燃烧所需空气逐级送入燃烧火焰中，使燃料在炉内分级分段燃烧，降低 NO_x 生成的技术。

燃料分级燃烧技术是在主燃烧器形成初始燃烧区的上方喷入二次燃料，从而形成富燃料燃烧的再燃区，当 NO_x

进入该区域时将与还原性组分反应生成 N_2 ，达到降低炉内 NO_x 生成的技术。

（2）关键技术

影响低氮燃烧系统性能的主要因素有炉型、机组容量、煤种、燃烧方式（切向燃烧、前后墙对冲式燃烧、W 火焰燃烧）、低氮燃烧技术种类等。低氮燃烧器减少 NO_x 的性能主要受燃烧器的种类、煤粉细度、烟气流场等影响。空气分级燃烧减少 NO_x 的性能主要受主燃烧区过量空气系数和燃烧温度等影响。燃料分级燃烧减少 NO_x 的性能主要受二次燃料的种类的影响，采用碳氢类气体或液体燃料作为二次燃料时 NO_x 控制效果较好；当用煤粉作为二次燃料时，煤粉挥发分和细度高有助于 NO_x 减排。

（3）主要技术指标

NO_x 减排率可达 20%~50%。

(二) 选择性催化还原技术(SCR)与全负荷脱硝

1、技术名称

选择性催化还原技术（SCR）与全负荷脱硝

2、技术类别

减污类。

3、应用现状及产业化

华润电力（唐山曹妃甸）有限公司 2 台 1000MW 和 2 台 300MW 发电机组，三河发电有限责任公司 2 台 350MW 和 2 台 315MW 发电机组，华能国际电力股份有限公司上安电厂 2 台 600MW、2 台 350MW 和 2 台 330MW 发电机组，河北华电石家庄鹿华热电有限公司 2 台 330MW 发电机组均使用该技术。

火电机组脱硝主要以 SCR 技术为主，技术应用占火电机组总装机容量的 90%以上。

4、技术内容

(1) 技术原理

SCR 技术是利用脱硝还原剂（液氨、氨水、尿素等），在催化剂作用下选择性地将烟气中的 NO_x （主要是 NO 、 NO_2 ）还原成氮气（ N_2 ）和水（ H_2O ），从而达到脱除 NO_x 的目的。SCR 脱硝系统一般由还原剂储存系统、还原剂混合系统、还原剂喷射系统、反应器系统及监测控制系统等组成。SCR 反应器多为高尘高温布置，即安装在锅炉省煤器与空预器之间。

(2) 关键技术

影响 SCR 脱硝效率的因素主要包括催化剂性能、温度、反应器及烟道的流场分布均匀性等。催化剂是 SCR 技术的核心，目前国内外采用的催化剂主要为 V_2O_5 - TiO_2 体系（添加 WO_3 或 MoO_3 作为助剂）。不同种类的催化剂运行温度区间存在差异，温度范围一般为 $320^{\circ}C \sim 420^{\circ}C$ 。脱硝系统的烟气压降宜小于 $1400Pa$ ，系统漏风率宜小于 0.4% 。

锅炉启停机及低负荷时，烟气温度达不到催化剂运行温度要求，此时 SCR 系统不能有效运行会造成短时 NO_x 排放浓度超标。

①全负荷脱硝技术

通过改造锅炉热力系统或烟气系统，提高低负荷下 SCR 反应器入口温度或采用宽温催化剂，实现各种负荷条件下 SCR 脱硝系统运行。

提高低负荷下 SCR 反应器入口烟气温度的主要措施有省煤器分级改造、加热省煤器给水、省煤器烟气旁路、省煤器水旁路、省煤器分割烟道等方案。其中省煤器分级改造、加热省煤器给水旁路和省煤器分割烟道有较多应用。

宽温催化剂是在常规 $V-W-TiO_2$ 催化剂的基础上，通过添加其它元素改进催化剂性能，提高低温下催化剂活性，保障各种负荷条件下 SCR 脱硝系统运行。

②脱硝增效技术

高效喷氨混合和流场优化技术。结合实际工况进行流场模拟设计，对喷氨格栅或涡流混合器进行优化，运行时采用自动控制系统实现全截面多点测量与喷氨反馈及优化，确保 SCR 系统温度场、浓度场、速度场满足反应要求，实现系统稳定运行。

③脱硝催化剂技术

催化剂改进技术。针对高灰分煤种，优化催化剂载体结构强度，提高催化剂耐磨损及耐冲刷性能；针对高硫分煤种，优化催化剂配方，降低催化剂 SO_2/SO_3 转化率；针对汞控制问题，改变脱硝催化剂配方，提高零价汞的氧化率，结合湿法脱硫装置的洗涤除汞功能，实现汞的协同脱除。

催化剂再生技术。是通过物理或化学手段去除失活催化剂上的有害物质，恢复催化剂活性，再生后催化剂活性可达到最初性能的 90%以上，该技术可有效延长催化剂的使用寿命，降低更换催化剂成本，减少废弃催化剂，实现资源循环利用。

催化剂全过程管理技术。在对催化剂的性能、寿命、运行工况等方面准确检测的基础上，建立催化剂补充、更换、再生、运行优化的管理系统，在保证脱硝效率的同时，延长催化剂使用寿命，降低烟气脱硝成本。

（3）工艺流程

脱硝系统一般由还原剂系统、催化反应系统、公用系统、

辅助系统等组成，工艺流程如图 3。

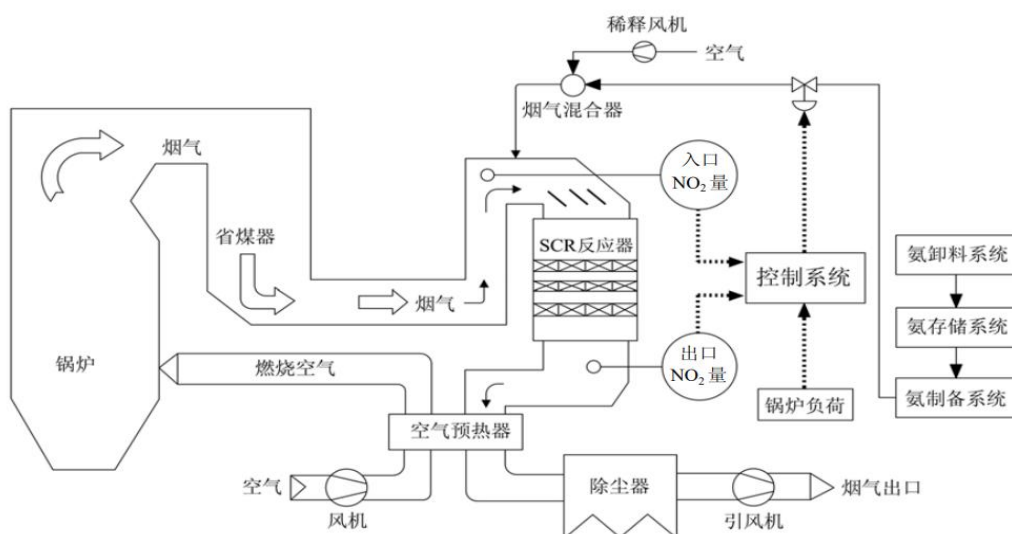


图 3 典型火电厂烟气 SCR 脱硝系统流程图

（4）主要技术指标

脱硝效率达 95%以上。

5、典型案例

案例一：

河北华电石家庄鹿华热电有限公司 2 台 330MW 发电机组采用“低氮燃烧+SCR”工艺，催化剂设计 2+1 层，备用层于 2015 年超低改造时启用，2019 年深度减时排做了催化剂层的加高扩容，NO_x 小时平均值 1#机组和 2#机组分别低于 26.1 mg/m³和 24.1 mg/m³。

案例二：

（1）分区精准喷氨

国家能源集团宿迁发电有限公司采用大数据-人工智能控制技术，实现“喷氨总量精准控制”和“SCR 入口各分区喷

氨的精准控制”，从而降低氨逃逸量、实现脱硝系统全工况自动控制投入率 100%。

（2）全负荷脱硝

为降低机组启动和深调期间 NO_x 排放，国家能源集团宿迁发电有限公司采用复合热水再循环的方案（省煤器水侧旁路+省煤器热水再循环）进行机组全负荷脱硝改造，通过改造保证机组并网前脱硝装置入口烟气温度提高到催化剂允许范围（脱硝反应器入口烟气温度 $\geq 304^\circ\text{C}$ ），使脱硝系统具备全负荷条件下的正常投用，实现机组全负荷脱硝功能。

完成该项目改造后机组在启动并网前和深调期间均能达到超低排放要求，同时在机组启动过程中大幅度缩短环保脱硝设备的投运时间，减少生产和启动过程中产生的 NO_x 。改造完成后脱硝投运前 NO_x 浓度降低了 $52.042\text{mg}/\text{m}^3$ ，脱硝投运时间缩短了 10 小时，每次机组启动至并网前可减排 $\text{NO}_x 3.045\text{t}$ ，按照每年 4 次机组启停可减少 $2.18\text{t}/\text{a}$ 。同时改造后机组满足深度调峰运行条件，在深调状态下改造前和改造后可减排 $\text{NO}_x 0.18\text{t}/\text{h}$ ，按照全年 300 小时深调的时间，预计减排 $\text{NO}_x 54\text{t}/\text{a}$ 。

(三) 联合脱硝技术(SNCR-SCR)

1、技术名称

联合脱硝技术(SNCR-SCR)。

2、技术类别

减污类。

3、应用现状及产业化

该技术较多应用于受空间限制无法加装大量催化剂的现役中小型锅炉的改造。

4、技术内容

(1) 技术原理

SNCR-SCR 联合脱硝技术是将 SNCR 技术与 SCR 技术联合应用，即在炉膛上部 850℃~1150℃的高温区域对 NO_x 进行脱除，再在炉外采用 SCR 进一步脱除 NO_x。SNCR-SCR 联合脱硝系统一般由还原剂储存系统、还原剂混合喷射系统、催化剂及监测控制系统等组成。

(2) 关键技术

与影响 SNCR 和 SCR 技术性能的因素一致。

(3) 主要技术指标

脱硝效率达 95%以上。

(四) 达标技术路线与运行控制优化

1.技术路线

氮氧化物达标可行技术选择时，应首先考虑低氮燃烧技

术。选择低氮燃烧技术时，综合考虑锅炉效率、着火稳燃、燃尽、结渣、腐蚀等因素。脱硝技术选择时煤粉炉宜优先选择 SCR 技术，循环流化床锅炉宜优先选择 SNCR 技术，受空间限制无法加装大量催化剂的现役中小型锅炉的改造宜采用 SNCR/SCR 联合脱硝技术。

2.运行控制优化

①SCR 脱硝工艺脱硝效率、二氧化硫转化、氨逃逸统一管理，节能降污综合效益最大化为原则。

②加强流场和监测分析，加强精准喷氨管理，定期检查喷氨支管堵塞情况，调整各支管喷氨量，优化各点位的氨氮摩尔比控制。同时控制氨逃逸，抑制生成硫酸氢铵堵塞空预器。

③加强烟气温度对脱硝催化剂影响管理，科学制定负荷工况调整的脱硝及投、退运行措施，防止低温导致催化剂堵塞和氨逃逸，以及防止高温烧结的烟气降温措施。

④加强声波和蒸汽吹灰管理，防止催化剂堵塞或破损，降低催化剂性能。

⑤SNCR 脱硝，保证喷氨区域温度 $850^{\circ}\text{C}\sim 1100^{\circ}\text{C}$ 范围，定期检查雾化喷枪的角度、压力和雾化效果。对尿素水解（热解）装置，保证热源温度、压力，以保证水解（热解）效果，并防止输送管道、热解装置内结晶。

四、无组织管控技术

（一）封闭式螺旋卸料机（参考）

1、技术名称

封闭式螺旋卸料机。

2、技术类别

无组织排放治理。

3、应用现状及产业化

国家能源集团宿迁发电有限公司，卸煤采用该技术。

4、技术内容

螺旋卸料机，在卸煤过程中采用全流程、全封闭工艺，粉尘排放处扬尘 $\leq 2\text{mg}/\text{m}^3$ ，可实现“煤码头不见煤”的环保效果。

5、典型案例

国家能源集团宿迁发电有限公司煤码头卸煤采用封闭式螺旋卸料机，在卸煤过程中采用全流程、全封闭工艺，粉尘排放处扬尘 $\leq 2\text{mg}/\text{m}^3$ ，真正实现“煤码头不见煤”的环保效果。

（二）煤炭运输皮带气流除尘技术

1、技术名称

煤炭运输皮带气流除尘技术。

2、技术类别

无组织排放治理。

3、技术使用范围

煤炭输送过程中产生的无组织颗粒物治理。

4、技术内容

（1）技术原理

气流除尘系统技术根据空气动力学原理进行设计，利用输送带自身流速与防溢流裙板扰流叶片，使空气在防溢流罩内部形成负压状态产生内部自吸力，从而使粉尘、颗粒物向运输带中部位置运动，从而达到运输带无组织排放的治理效果。

（2）关键技术

裙板整体设计必须要根据物料的实际情况，空气动力模型数据设计裙板排列的密度、角度。

（3）工艺流程

根据各条皮带带速、颗粒物大小、物料密度、物料干湿湿度等因素，制作空气动力模型并计算风量的大小、设计叶片的排列方式、厚度、韧性构建裙板与运输带的贴合角度，从而设计出整套导流模型，以达到气流汇集和负压状态。同时

也要根据运送物料、现场环境的不同，对裙边角度、材质，防护罩材质、耐磨衬板材质、风机风量等进行调整，从而达到粉尘浓度在大于 8 mg/m^3 小于 500 mg/m^3 的情况下无须加装风机，粉尘浓度在大于 500 mg/m^3 情况下加装风机后，车间颗粒物浓度限值可低于 8 mg/m^3 。

5、推广前景及减排潜力

目前该技术已经在钢铁行业得到应用，可用于碎石砂砾、烧结矿、铁矿石、干焦、石灰石等物料管廊和皮带输送过程，具有明显的减排潜力。

五、节能降碳技术

（一）汽轮机通流部分现代化改造

1、技术名称

汽轮机通流部分现代化改造。

2、技术类别

节能改造技术。

3、适用范围

电力行业 50~600MW 各种形式的汽轮机。

4、应用现状及产业化

华能威海发电有限责任公司 2×320MW 亚临界机组，上海石洞口第一电厂 1×300MW，三河发电有限责任公司 2 台 350MW 和 2 台 315MW 发电机组，河北华电石家庄鹿华热电有限公司 2 台 330MW 发电机组，河北建投宣化热电有限责任公司 1 台 330MW 热电联产机组等均使用该技术进行了节能改造。

5、技术内容

（1）技术原理

采用先进的汽轮机三维流场设计技术，结合四维精确设计，对汽轮机通流部分及汽封系统进行优化。

（2）关键技术

关键技术因厂家不同会差别很大，常见的技术包括：

①高压缸调节级，采用子午面收缩静叶栅；

- ②高压缸压力级隔板静叶，采用新型优化高效静叶叶型；
- ③中、低压缸隔板静叶，全部采用弯扭静叶片；
- ④采用新型动叶叶型，改善速度分布，减少动叶损失；
- ⑤增加各级动叶顶部汽封齿数，减少漏汽损失；
- ⑥采用子午面通道光顺技术；
- ⑦提高末级叶片的抗水蚀能力；
- ⑧提高末级根本反动度，改善末级气动性能。

6、技术指标

通过技术改造，高压缸效率提高 4%~6%；中压缸效率提高 1%~2%；低压缸效率提高 7%~8%。

7、典型案例及投资效益

上海石洞口第一电厂 2×300MW 机组进行了改造，可使供电煤耗下降 20 g/(kW·h)。

8、推广前景和减排潜力

早期投产的 300 ~ 600MW 机组由于效率偏低和供电煤耗偏高，通过部分改造可提高经济性，是一种重要的节能手段。近几年，该技术在行业内已得到推广，随着应用企业的增多，也会带来更大的碳减排。

(二) 低压缸零出力改造

1、技术名称

低压缸零出力改造（切缸改造）。

2、技术类别

灵活性改造技术。

3、适用范围

适用于中、低压分缸的抽汽凝汽式供热机组。

4、应用现状及产业化

三河发电有限责任公司 1 台 350MW 发电机组，华能威海发电有限责任公司 2 台 320MW 发电机组，建投承德热电有限责任公司 1 台 330MW 机组等，均使用该技术进行了灵活性改造。

5、技术内容

(1) 技术原理

加大中压缸排汽用于供热的蒸汽量，减少中压缸排汽进入低压缸的流量，使汽轮机接近背压运行方式，从而提高机组供热能力，同时减少汽轮机冷端损失提高热经济性。

(2) 关键技术

要充分考虑低压缸末级叶片的运行安全性。

6、技术指标

改造后供热能力可增加 30%以上，机组在供热期间满足供热能力的基础上可具备 30%额定负荷的深度调峰能力。

7、典型案例及投资效益

三河发电有限责任公司进行了低压缸零出力改造，项目投运后，新增 610 万平方米供热能力；为电网提供 125MW 的调峰能力；年度节水约 33 万吨；项目具有较好的经济效益和社会效益。

(三) 低低温省煤器与暖风器联合系统改造（参考）

1、技术名称

低低温省煤器与暖风器联合系统改造。

2、技术类别

节能改造技术。

3、应用现状及产业化

华能威海发电有限责任公司 1 台 680MW 机组，使用该技术进行了节能改造。

4、技术内容

(1) 技术原理

利用锅炉排烟余热，加热锅炉进风，提高锅炉进风温度，从而减少锅炉排烟损失，提高热能利用效率。另外，降低进入除尘器的烟温，也有利于提高除尘效率，节省湿法脱硫装置的耗水量。

(2) 关键技术

此项改造要考虑低低温省煤器的积灰和磨损问题。这些问题影响换热效率和运行可靠性。

5、技术指标

通过技术改造，可实现年平均供电煤耗降低约 $1\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 。

6、典型案例及投资效益

华能威海发电有限责任公司 1 台 680MW 机组，使用该技术进行了节能改造。经测算，年平均供电煤耗降低约 $4.53\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 。

（四）干式抽真空系统节能改造技术

1、技术名称

干式抽真空系统节能改造技术。

2、技术类别

节能改造技术。

3、适用范围

电力行业凝汽器抽真空系统

4、应用现状及产业化

秦皇岛秦热发电有限责任公司 2 台 300MW 机组应用该技术。

5、技术内容

（1）技术原理

干式抽真空系统节能改造技术是在凝汽器原水环抽真空设备基础上，并联一套干式抽真空系统。该技术根据机组运行状态下真空严密性的实际状况，通过基于机组真空泄漏量模型算法以确定抽真空设备的抽气速率，集成了工作腔无需密封水的干式变螺距螺杆真空泵，系统极限真空度高。抽气速率不受密封水温影响等特点，可使电耗降低 80%以上，机组冬季真空度得到提高，凝结水溶氧显著降低，经济性和安全效益显著。

（2）关键技术

基于机组真空泄漏量模型算法定制系统抽气速率技术。

该技术根据机组运行状态下真空度要求的实际状况，通过基于机组真空泄漏量模型算法确定抽真空设备的抽气速率，定制化设计抽真空系统的功率，并采用变频调速设计，大幅度降低系统配置功率。

基于干式变螺距螺杆真空泵的抽真空技术该技术主设备利用干式变螺距螺杆真空泵，其转子与泵体采用较小间隙设计，无摩擦、噪音小、变螺距、工作腔无需密封水或密封油、功耗低、极限真空高。轴端采用无泄漏无磨损复合密封，轴承润滑油不易乳化，使用寿命长。

基于积木式模块化集成设计技术干式抽真空系统采用积木式模块化集成设计技术，占地面积小于 4m^2 ，减少设备占地面积，简化设备接口，降低维护费用。同时，设计有完善的保护逻辑和自动控制系统，系统简单易维护。

6、技术指标

通过技术改造，电耗降低 80%以上，冬季真空度提高 $0.5\sim 2\text{ kPa}$ ，凝结水溶氧 $10\text{ }\mu\text{g/L}$ 以内。

7、典型案例及投资效益

秦皇岛秦热发电有限责任公司 5 号机（300MW）增设一套干式抽真空系统，每台机占地约 4m^2 。建设条件：凝汽器使用水环真空泵组抽真空的系统。主要建设内容：机组原汽轮机凝汽器 2 台水环式真空泵抽真空设备并联增设一套干式抽真空系统。主要设备：变频干式变螺距螺杆泵及其控制系

统,以及配套管道、阀门等附属设备。项目总投资 100 万元,建设期为 4 个月。年碳减排量为 4270 tCO₂,碳减排成本为 10~20 元/tCO₂。年经济效益 120 万元,投资回收期小于 1 年。

8、推广前景和减排潜力

预计未来 5 年,该技术在 300MW 等级以上大型发电机组推广应用比例将达到 10%,总投资将达到 2 亿元,每年可节电 1.3 亿 kW·h,节煤 22 万 tce,可形成的年碳减排能力约 67 万 tCO₂。