第 52 卷 第 2 期
2019 年 2 月

中国电力
ELECTRIC POWER

Vol. 52, No. 2
Feb. 2019

国内外 IGCC 技术典型分析

任永强[1,2]，车得福[1]，许世森[2]，李小宇[2]，陶继业[2]，刘刚[2]

(1. 西安交通大学 动力工程多相流国家重点实验室，陕西 西安 710049；
2. 中国华能集团清洁能源技术研究院有限公司，北京 102209)

摘 要：煤电在中国能源结构中仍占据重要地位，高效清洁的 IGCC 发电技术在中国具有广泛的应用前景。针对国外典型的 5 座装机容量大于 250 MW 级 IGCC 电站工艺流程中的空分、气化、净化、联合循环等工艺进行了分析，介绍了天津 IGCC 的总体目标、发展阶段、系统参数与建设运行情况，对今后中国 IGCC 技术的发展具有一定的参考价值。

关键词：IGCC；煤气化技术；绿色煤电；煤气净化技术；燃气轮机技术

中图分类号：TM621 **文献标志码**：A **DOI**：10.11930/j.issn.1004-9649.201806062

0 引言

中国能源结构中，煤电占主导地位，预计到 21 世纪中期，煤电仍将占中国总发电量的 50% 左右[1]。随着技术发展和环境保护要求，传统煤电技术的弊端越来越突出，主要是效率提高难、近零排放难、减排 CO_2 难等。整体煤气化联合循环发电（integrated gasification combined cycle，IGCC）是新一代清洁煤发电技术，先将煤气化并净化后进入联合循环发电[2]，其特点是发电效率高、环保性能好、节水、硫和灰渣可资源化利用、CO_2 捕集成本低等，克服了传统煤电的突出问题。IGCC 既能实现煤基多联产又能像天然气一样高效、清洁发电，是国际能源领域战略必争的核心技术，美、欧、日等国家在此方面投入了大量资金。因此，发展新一代清洁煤发电技术 IGCC 对中国能源资源的可持续发展具有重要的战略意义。

1 国外典型 IGCC 电厂

IGCC 发电技术主要有煤气化技术、煤气净化技术、燃气轮机技术、余热锅炉和蒸汽轮机技术、系统集成及控制技术等[3]，将化工和发电领域的多工艺、多系统进行了高度集成，如图 1 所示。

收稿日期：2018-06-20。

基金项目：北京市科技计划（Z181100005118006）。

1.1 美国 Tampa 电厂

美国 Tampa 电厂是 1996 年在美国能源部的支持下建成，装机容量为 250 MW，坐落于佛罗里达州 Tampa 市。该电厂配有安全的高压空分系统，由独立设置的空气压缩机提供空气，可以每天产出 2 100 t 纯度为 95% 的氧气和 6 300 t 纯度为 98% 的氮气。采用德士古（Texaco）2 000 t/天水煤浆气化技术，水煤浆浓度为 68%，气化压力为 2.8~3.0 MPa，气化温度约 1 482 ℃，在此气化阶段，包含在煤中的灰分熔融成液态渣[4-5]。高温粗煤气（H_2、CO、CO_2、水蒸气等组成）将进入辐射式煤气冷却器，使温度下降到 700℃，液态渣将会在底层水室中淬火成为玻璃状渣。煤气进到 2 台并列的对流式冷却器将持续降温到 480℃，煤气显热被循环利用，生成 10.4 MPa 饱和蒸汽。而后，煤气到达煤气净化系统去除煤气中有害物质，如固体颗粒、硫化物、碱金属盐和卤化物等[6]，使排气符合环境法规的规定，并可以保护燃气轮机。煤气净化系统使用文丘里洗涤器湿法除尘与 N-甲基二乙醇胺（MDEA）法脱硫，脱硫效率达 96%，燃气轮机型号为 7FA 型，入口初温为 1 260 ℃，额定功率为 192 MW。煤气冷却系统产生的高压饱和蒸汽在一台三压自然循环余热锅炉中被继续加热成过热蒸汽，驱动一台再热式汽轮机，主蒸汽参数为 10 MPa/538 ℃/538 ℃，功率约为 121 MW。全厂设计净效率为 42%，实际运行净效率为 39%，2001 年机组开始投入商业运行。

万方数据

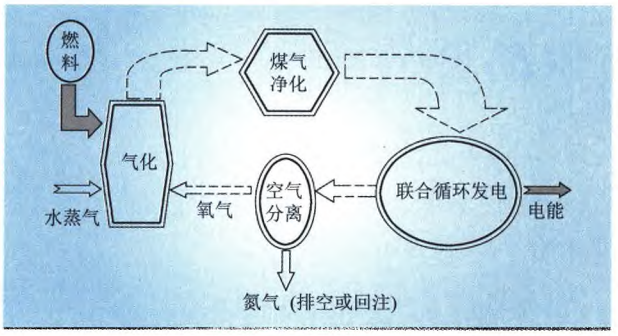

图 1 IGCC 简图

Fig. 1 Schematic diagram of IGCC

1.2 美国 Wabash River 电厂

Wabash River 电厂于 1995 年建成，装机容量为 262 MW。利用完全独立的低压空分系统，日产 2 060 t 纯度为 95% 的氧气，氮气不用于回注燃气轮机。气化采用美国 Destec（现 E-Gas）两段式水煤浆气化技术，配置了 2 台 100% 容量为 2 500 t/天气化炉，气化压力为 2.76 MPa，一段气化温度约为 1 427℃。气化炉第一段有水平相对布置的 2 个烧嘴，进煤量为总量 80% 的水煤浆，第二段烧嘴供煤量约为总量 20% 的水煤浆。第二段后煤气热值提高，同时由于水分蒸发和吸热的化学反应，使粗煤气温度降到大约 1 038℃，高温粗煤气到达对流式煤气冷却器，可降温至 371℃，产生压力为 11.03 MPa 的饱和蒸汽[7-8]。经过对流式冷却器的煤气进到 2 个并联的陶瓷管式过滤器，过滤器回收其中的灰渣和未燃尽的碳并送回气化炉。煤气中 H_2S 与 COS 采用常温 MDEA 脱硫和 Claus 硫回收，脱硫效率为 98% 以上。燃气轮机为 1 台 7FA 型燃气轮机，入口初温为 1 260℃，额定功率为 192 MW。余热锅炉利用三压系统，高压蒸汽参数为 9.75 MPa/543℃/543℃。全厂设计净效率为 37.8%，实际运行净效率为 39.7%（煤）和 40.2%（石油焦）。机组从 1995 年 12 月开始示范运行。

1.3 荷兰 Nuon Buggenum 电厂

荷兰 Nuon Buggenum 电厂早期称为 Demkolec 或 Buggenum 电厂，1990 年 10 月开工建设，1993 年启动调试，1994年 4 月第一次燃用煤气发电。1996 年 9 月，燃气轮机振荡燃烧问题才得以彻底解决，1997 年示范运行结束，1998 年 1 月 1 日正式转入商业运行。2001 年 Nuon 收购了该电厂。荷兰 Nuon Buggenum 电厂利用完全整体化空分系统，即从燃气轮机压气机中抽出 1.1 MPa 的压缩空气供高压空分设备使用，抽气量大约为压气机空气流量的 16%[9]。空分后所得 O_2 和 N_2 压力为 0.6 MPa，经增压后供到气化装置和饱和器中使用。气化采用 Shell 干煤粉气流床气化技术，1 台气化炉，投煤量为 2 000 t/天。氧气纯度为 95%，耗氧量约为 0.825 kg/kg（湿煤）。碳转化率为 99% 以上，冷煤气效率大于 80%。煤粉在 1 500℃ 条件下气化。低温煤气（约 200℃）使粗煤气急冷至约 900℃ 再离开气化炉进到煤气冷却器。气化炉运行压力为 2.6~2.8 MPa，气化炉内采用水冷壁结构，产生 4.0 MPa 中压蒸汽。4 个煤粉喷嘴对冲式布置，易于放大且负荷调节性好。900℃ 的高温煤气进入高温冷却器和对流冷却器来完成显热回收，粗煤气离开对流冷却器的温度约为 250℃。在高温冷却器中产生压力为 13 MPa 左右的高压饱和蒸汽，与余热锅炉中产生的高压蒸汽混合并经过热后成为主蒸汽。粗煤气采用旋风除尘器和陶瓷过滤器除尘，再通过湿法洗涤后，煤气中粉尘浓度达到 1 mg/m³ 以下[10]。然后洁净煤气会通过微增压后送至气化炉去激冷粗煤气；也会被分级加热至 165℃ 左右后，送至脱硫装置。在 HCN/COS 水解器中，COS 转化为 H_2S，HCN 转化为 NH_3。此后煤气进入 Sulfinol 脱硫装置和 Claus 硫回收装置中去脱硫，并回收元素硫，脱硫效率约为 94%，最后经 SCOT 装置将脱硫效率进一步提高到 97.85% 以上。煤气通过净化处理，再通过饱和器，并经 N_2 稀释后进入燃气轮机燃烧室。燃气轮机采用 Siemens 公司的 V94.2 型燃气轮机，燃用合成煤气时 ISO 功率为 156 MW，进口温度为 1 050 ℃，排气温度为 557 ℃。余热锅炉为双压再热式，有 1 个高压汽包、1 个低压汽包和 1 个除氧器。高压段产生 12.5 MPa/510 ℃ 的主蒸汽，与高压过热器并行再热器产生 4.0 MPa/510 ℃ 再热蒸汽；低压段产生 0.8 MPa 过热蒸汽，供汽轮机低压缸使用。余热锅炉的进气温度约为 557 ℃，排气温度约为 100 ℃，其热效率约为 84%。蒸汽轮机有高压缸、中压缸、低压缸之分，其主蒸汽参数为 12.5 MPa、510 ℃、300 t/h；再热蒸汽参数为 4.0 MPa、510 ℃、325 t/h；低压蒸汽参数为 0.8 MPa；凝汽器压力为 2.5 kPa，汽轮机功率为 128 MW。

万方数据

1.4　西班牙 Puertollano 电厂

Puertollano 电厂于 1994 年 4 月开启施工建设，1995 年 10 月完成气化炉安装，1996 年 4 月燃气轮机进行燃用天然气调试。气化炉在 1997 年 11 月开始点火调试，由于 Siemens V94.3 型燃气轮机在燃用合成煤气时遇到了与荷兰 Demkolec 电厂燃气轮机类似的振荡燃烧和燃烧器超温问题，直到 1999 年 8 月才首次实现 IGCC 机组整体连续运行 100 h。在 1999 年机组燃用合成气基本达到满负荷运行，并于 1999 年年底投入商业运行。净输出功率为 300 MW。采用完全整体化空分系统，产生 85% 纯度的氧气供应给气化炉，99.9% 纯度的氮气进行燃料的传送，较低纯度的氮气进行稀释净化后的合成气。气化技术选用由德国 Krupp-Koppers 公司开发的 Prenflo 气化技术，单炉投煤量达 2 640 t/天。燃料为 50% 当地高灰分劣质煤和 50% 高硫石油焦。气化炉同样利用多喷嘴和水冷壁结构，合成气由炉膛上部排出，一股通过除尘处理的低温合成气引入到气化炉炉膛出口处对高温合成气进行激冷，避免合成气内熔融渣粘结在合成气冷却器的管壁上。经急冷后的合成气温度约为 900℃，由中心的合成气管道引出，上升至气化炉顶部，然后折转向下，从中心圆筒与炉壁间的环形对流冷却区域底部离开，合成气被冷却至 250℃ 左右[11-12]。在水冷壁和合成气冷却器内生成高压和中压饱和蒸汽，高压为 12.6 MPa，中压为 3.7 MPa，再经余热锅炉加热后到达蒸汽轮机。经过冷却的合成气首先经过 2 个陶瓷管式过滤器，大约 57% 的经过除尘的煤气通过压缩机升压后，作为急冷用煤气送往气化炉出口。合成气经水清洗设备，去除其卤化物和碱金属化合物。利用 MDEA 湿法脱硫，Claus 装置进行硫回收，生成元素硫。经过净化处理的合成气再经水蒸气饱和、氮气稀释、加热送到燃气轮机燃烧室，合成气温度为 300 ℃。燃气轮机采用德国 Siemens 公司生产的 V94.3 型燃气轮机，燃气初温是 1 120 ℃。1 台强制循环的三压余热锅炉用来回收燃气轮机排气中的热量，产生出 3 个压力等级的蒸汽。汽轮机高压缸排汽在余热锅炉中重新加热，由气化炉和煤气冷却器生成的高压蒸汽也在余热锅炉中加热，变为过热蒸汽。1 台双缸再热式汽轮机由 Siemens 公司制造，额定功率为 135 MW。

1.5　日本勿来电厂

日本勿来电厂位于福岛县，IGCC 机组出力为 250 MW 级。该示范电厂设计于 2001 年，在 2005 年 5 月进行安装自主研发的 1 700 t/天气化装置，2006 年年底完成所有安装工作，2007 年开始各设备起动调试，6 月起动燃气轮机和汽轮机，9 月气化炉点火起动，在 2009 年年底完成示范运行。空分规模只有同容量下纯氧气化炉空分设备容量的 20%~25%，规模较小，供给 3.54×10^4 m^3/h（标准状态下）的氮气，作为惰性压缩气体用来传送煤粉。空分得到的氧气掺混到空气中，向气化炉供应富氧空气。气化炉的投煤量为 1 700 t/天，气化炉采用两段式干煤粉空气气流床气化炉，分为上部还原室和下部燃烧室。在上部还原室内，对流入上部还原室的高温气体喷洒部分煤粉，使还原室呈缺氧气氛，发生气化和热解反应，同时使煤气的温度降至 593℃，然后进入煤气冷却器，并经过旋风和陶瓷过滤器除尘后，进入后续工序。煤气净化系统采用常温 MDEA 湿法脱硫。动力岛选用一套单轴安放的联合循环机组，由 1 台经过改造的三菱公司制造的 M701DA 燃气轮机、1 台汽轮机、1 台发电机和 1 台余热锅炉构成[13-15]。为保证 NO_x 排放量小于 5 $mL/m^3(16\%O_2)$，余热锅炉中仍然装设 SCR 装置。从 2007 年 9 月开始，进行了一系列示范试验，2008 年 3 月，作为示范的勿来电厂达到 250 MW 的额定功率。到 2008 年 9 月，完成 2 039 h 长期连续运行，验证了空气气化 IGCC 的可靠性。

2　华能绿色煤电示范工程

2.1　绿色煤电计划的总体目标、技术路线和发展规划

华能集团在 2004 年提出代表全球清洁煤技术的“绿色煤电”计划，在 2005 年与国内的能源公司共同建立绿色煤电公司，包括大唐、华电、国电、中电投、神华、国开投、中煤等公司。绿色煤电的总体目标为研究开发与示范推广基于 IGCC，以煤气化制氢、氢气轮机联合循环发电和燃料电池发电为重并进行 CO_2 分离和处理的煤基能源系统；大幅度提高煤炭发电效率，实现污染物和 CO_2 近零排放的目的；掌握核心技术、支撑技术和系统集成技术，形成具有自主知识产权的

万方数据

绿色煤炭发电技术；使其在经济上可接受，并逐步推广应用，实现煤电的可持续发展[16]。

图 2 所示为绿色煤电项目工艺流程简图，项目由空分单元、气化单元、煤气净化单元、燃气轮机、燃料电池和汽轮机联合循环单元、CO_2 捕集单元等构成。

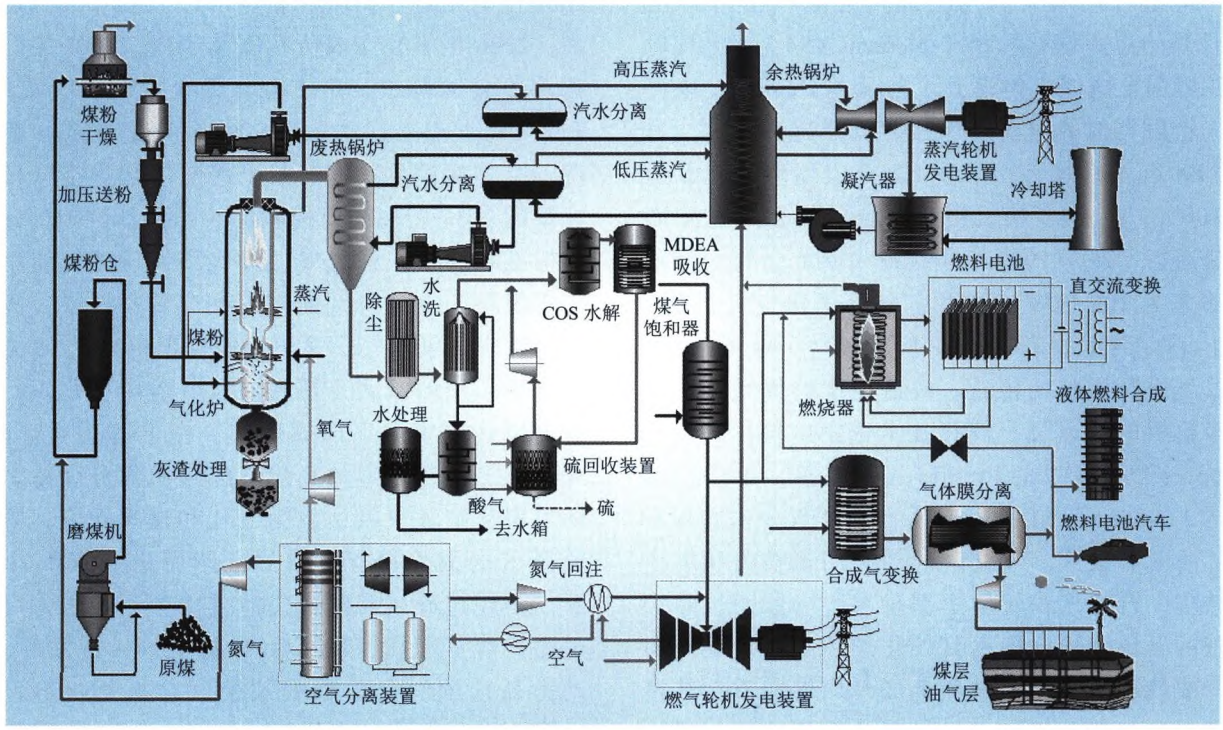

图 2 绿色煤电项目工艺流程简图

Fig. 2 Process flow diagram of green coal power project

结合中国现有技术与制造能力，“绿色煤电”计划分 3 个阶段实施。

第 1 阶段为 IGCC 示范电厂阶段。该阶段需要重视的技术问题是拥有自主知识产权的干煤粉加压气化炉放大至 2 000 t/天、250 MW 煤气化多联产系统集成技术与组建绿色煤电试验室。

第 2 阶段是技术完善和发展阶段。主要任务为完善 IGCC 多联产系统集成技术，总结技术经验；证明气化炉到 3 500 t/天或者 2×2 000 t/天运行方式合理性，同时，运用“绿色煤电”实验室研究煤气制氢储氢技术，H_2 和 CO_2 分离技术，CO_2 封存与利用技术，燃料电池发电技术等，以便于第 3 阶段的顺利完成。

第 3 阶段为示范项目实施阶段。该阶段需要完成工程化研究开发，包括：400 MW 级大规模煤制氢、燃料电池发电、氢气燃气轮机联合循环发电和 CO_2 分离技术等；建立 400 MW 级绿色煤电示范工程，完成系统与关键设备的设计集成化[17-18]；完善能源转化中高效和近零排放的技术，提高经济性，为大规模商业化做好准备。

2.2 绿色煤电项目系统介绍

华能“绿色煤电”项目天津 IGCC 煤气化发电为中国第一座自主设计和建造的 IGCC 电厂。电厂的煤气化部分采用了华能自主知识产权的“两段式干煤粉加压气化技术”，建成 2 000 t/天级全热回收的废锅式气化装置，联合循环部分选用了德国西门子公司的 SGT2000E 型燃气轮机，蒸汽轮机为三压再热方式。

华能天津 IGCC 电厂系统由煤气化系统、煤气净化系统、动力岛系统组成，如图 3 所示。

电厂设计指标：设计煤种（神华煤）（LHV）为 22 760 kJ/kg；原煤投煤量 2 090 t/天；燃气轮机发电功率 172 849 kW；汽轮机功率 93 471 kW；电厂发电功率 266 320 kW；全厂毛效率（发电效率）为 48.3%；全厂净效率（供电效率）为 41%；NO_x 排放指标＜25×10^{-6}（15%O_2）；粉尘排放指标＜1 mg/m³；SO_2 排放指标＜1 mg/m³。

全厂主要系统及设计参数：

万方数据

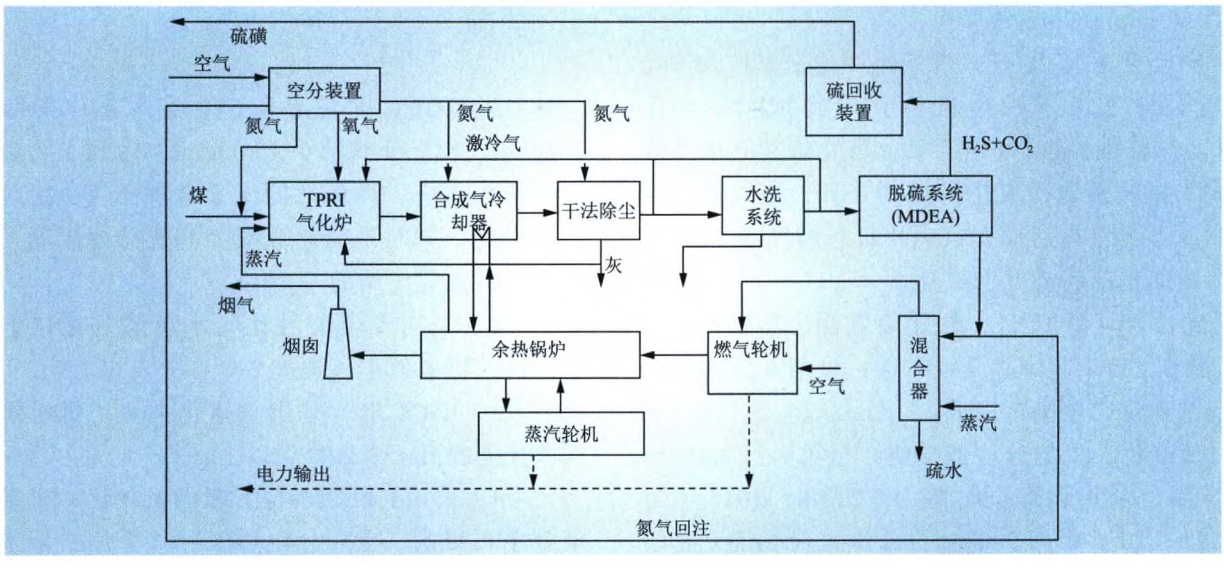

图 3　华能绿色煤电天津IGCC工程系统框图

Fig. 3　Block diagram of Tianjin IGCC green coal power project of Huneng Co.

（1）气化装置。利用华能清洁能源技术研究院自主知识产权的 2 000 t/天级两段式干煤粉加压气化炉，操作压力为 3.1 MPa。装置包括喷嘴冷却水系统、点火系统、煤粉喷嘴开工系统、高温煤气冷却、熔渣淬冷及排渣、废热锅炉和气化炉水循环系统、干法除尘系统等[19]。

由干法除尘、湿法洗涤组成合成气净化系统。干法除尘系统包括旋风分离器与陶瓷过滤器，除尘后的合成气送到水洗系统，水洗后的合成气送至脱硫系统。

（2）空分装置。采用开封空分集团低压独立空分，空气膨胀制冷、双泵内压缩循环的工艺流程。产氧量 46 000 m^3/h，氧气纯度为 99.6%，压力 3.7 MPa。氮气压力主要有 7.6 MPa 和 0.8 MPa 两个等级。

（3）脱硫系统。采用 MDEA 系统脱除 H_2S 和部分 CO_2。硫回收系统采用 Lo-Cat 技术。脱硫后系统压力为 2.7 MPa，温度为 120℃。H_2S 体积分数为 $<10\times10^{-6}$。

（3）合成气混合系统。为了控制燃料热值和 NO_x 的排放量在一定范围内，净合成气必须注入中压饱和蒸汽来改变合成气的成分。合成气混合后压力为 26.4 MPa，温度为 215℃。

（4）燃气轮机系统。利用 SIEMENS 生产研制、V94.2 型燃气轮机基础上完善、燃机轴功率为 175 MW 的 STG5-2000E(LC) 型燃气轮机，其发电机由上海电气集团提供。国内发电机效率较国外小，最终燃气轮机发电机组功率为 172.881 MW。

（5）余热锅炉和蒸汽轮机系统。余热锅炉选用三压再热式余热锅炉。蒸汽轮机发电机组为上海电气集团研制，蒸汽轮机形式为单缸三压再热型。蒸汽轮机高压进汽蒸汽压力为 9.19 MPa，温度为 520 ℃，发电功率为 93 741 kW。

本工程采用国内自主设计，煤气化采用上述专利技术，燃机和其他关键设备均以国内企业为主制造，建设真正意义的自主知识产权的 250 MW IGCC 示范电厂。通过本项目研究掌握 IGCC 从设计、建设、调试和运行等各环节的关键技术。

2.3　建设情况与运行情况

本项目由中国华能集团清洁能源技术研究院负责全厂系统设计和气化技术的提供，西北电力设计院负责全厂设计和动力岛的设计，中国石化宁波工程公司负责化工岛的设计。

2008 年 5 月 13—19 日，IGCC 工程初步设计通过电力设计规划总院审查。

2009 年 5 月 22 日，国家发改委发文，正式核准该工程开工建设；7 月 6 日，工程举办开工仪式；9 月 5 日，气化装置浇筑第一罐混凝土代表工程建设的正式开启。

2010 年 4 月 5 日，余热锅炉进行吊装；4 月 8 日，吊装气化炉 38 m 以下粉煤储罐；6 月 11 日，海水循环冷却塔封顶；10 月 30 日，气化炉吊装就位；

万方数据

11月30日，DCS系统受电成功。

2011年1月28日，厂用电受电；3月25日，余热锅炉完成了水压试验并取得成功；4月2日，汽轮机扣缸；6月7日，气化炉和汽水系统完成水压试验取得成功；10月2日，完成燃气轮机燃油工况点火启动；11月1日，燃气-蒸汽联合循环燃油工况启动并网成功。

2012年4月17日，气化装置首次投料点火成功；9月5日工艺流程全线贯通；11月6日72+24 h整套试运行安全测试完成。

2013年，受空分改造影响，全年运行1 430 h；2014年，全年运行小时数为5 217 h；2015年为5 558 h；2016年为5 833 h，总体呈现逐年上升的特点[20]。

发电量方面，2013年为2.22亿kW·h；2014年为10.82亿kW·h；2015年为12.02亿kW·h；2016年为13.26亿kW·h。

停机次数方面，2013年21次，其中气化装置为3次；2014年19次，其中气化装置为1次；2015年8次，其中气化装置为1次；2016年10次，其中气化装置为0次；从停机次数可以看出项目实施后机组运行趋于稳定。机组可靠性逐年增加，连续运行能力持续增强，其中2016年4月23日至2016年8月17日，机组实现2 200 h连续运行。

2016年，在该电厂建成了中国首套容量最大的基于IGCC的燃烧前CO_2捕集系统。主要包括变换、脱碳、脱硫3个系统。捕集后CO_2干基浓度为98.11%，捕集能力达到9.46万t/年，CO_2捕集率达到88.01%，单位能耗为2.34 GJ/t，成本为281.37元/t[21]。

天津IGCC投运以来运行情况：（1）装置实现了安、稳、长、满、优的运行目标，完善了系统的配置，比如新增的脱氨塔、合成气洗涤塔、蒸汽凝液回收、机泵密封水等系统。（2）解决了一批困扰装置安、稳、长、满、优运行的难题，如气化炉堵渣、堵灰、MDEA劣化、燃机烧嘴烧损等。（3）大幅度提高了装置的负荷，机组负荷由投产初期只能带180 MW，到目前的满负荷。（4）节水工作取得较大的进步，水耗由投产初期的3 kg/(kW·h)降到目前的1.75 kg/(kW·h)。

3 结语

（1）IGCC的粉尘和SO_2实际排放都低于1 mg/m³，NO_x排放低于25 mg/m³，达到了污染物近零排放水平，环保性能优于常规燃煤机组超低排放标准，同时不受原煤硫分和灰分的限制，水耗也只有常规电站的1/3~1/2。

（2）采用干煤粉气化与水煤浆气化技术相比，机组供电效率可提高2个百分点以上。

（3）IGCC电厂采用整体化空分，机组供电效率还能提升1个百分点以上。

（4）采用F级燃机与E级燃机相比，机组供电效率可提高3个百分点以上，如采用最新型的H级燃机，可将IGCC供电效率进一步提高4个百分点。

（5）随着气化技术和空分技术的日趋成熟，超临界参数底循环的发展，可以推论，当采用先进燃机（H级）、干煤粉气化、整体化空分、超临界参数蒸汽底循环以及高效全热回收设计的IGCC系统，经过系统集成优化，供电效率可超过50%。

（6）随着IGCC单位造价随容量提高而大幅降低，并且随着化工岛主要设备材料国产化，IGCC设备成本能够有效控制，有望大幅度下降。

参考文献：

[1] 李海明, 吴平, 付彬, 等. IGCC电站单一煤种运行试验的研究[J]. 中国电力, 2018, 51(1): 110–116.
LI Haiming, WU Ping, FU Bin, *et al*. Experimental research on unblended coal combustion in IGCC power station[J]. Electric Power, 2018, 51(1): 110–116.

[2] 蒋敏华, 黄斌. 燃煤发电技术发展展望[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(29): 1–8.
JIANG Minhua, HUANG Bin. Prospects on coal-fired power generation technology development[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(29): 1–8.

[3] 何伯述. 热能与动力机械基础[M]. 北京: 清华大学出版社, 2010.

[4] 高丽. 德士古水煤浆加压气化技术的应用[J]. 煤炭技术, 2010, 29(7): 161–162.
GAO Li. Application of Texaco coal-water slurry pressurized gasification[J]. Coal Technology, 2010, 29(7): 161–162.

万方数据

[5] WOLFERADORF C, MEYER B. The current status and future prospects for IGCC systems[M/OL]//Integrated Gasification Combined Cycle Technologies.[2018-05-06]. https://www.sciencedirect.com/book/9780081001677/integrated-gasification-combined-cycle-igcc-technologies#browse-content.

[6] 施强, 乌晓江, 徐雪元, 等. 整体煤气化联合循环 (IGCC) 发电技术与节能减排[J]. 节能技术, 2009, 27(1): 18–20, 96.
SHI Qiang, WU Xiaojiang, XU Xueyuan, *et al*. IGCC power plant with energy conservation and emissions reduction[J]. Energy Conservation Technology, 2009, 27(1): 18–20, 96.

[7] 王迪. IGCC 发电显热回收技术的简介[J]. 中国特种设备安全, 2012(2): 68–70.
WANG Di. Introduction of IGCC power generation sensible heat recovery technology[J]. China Special Equipment Safety, 2012(2): 68–70.

[8] DAMEN K, FABER R, GNUTEK R, *et al*. Performance and modelling of the pre-combustion capture pilot plant at the Buggenum IGCC[J]. Energy Procedia, 2014, 63: 6207–6214.

[9] 张建府. 整体煤气化联合循环电站空分系统配置及常见故障分析[J]. 发电设备, 2012, 26(1): 43–46.
ZHANG Jianfu. Configuration and frequent fault analysis of ASU in IGCC power plants[J]. Power Equipment, 2012, 26(1): 43–46.

[10] 吴学智, 颜海宏, 牛苗任, 等. 与炼化项目集成的 IGCC 多联供产品可靠性研究[J]. 洁净煤技术, 2015, 21(1): 90–94, 116.
WU Xuezhi, YAN Haihong, NIU Miaoren, *et al*. Reliability of IGCC poly-generation system integrated with oil refining project[J]. Clean Coal Technology, 2015, 21(1): 90–94, 116.

[11] 詹扬, 尤政, 吕俊复. IGCC 系统不同气化技术的仿真模拟及性能研究[J]. 中国电力, 2016, 49(10): 49–54.
ZHAN Yang, YOU Zheng, LV Junfu. Studies on simulation and performance of different gasification technologies for the IGCC system[J]. Electric Power, 2016, 49(10): 49–54.

[12] JOOS E, VITTU V. Analysis of IGCC acceptance test data: The puertollano case[C]//2001 Gasification Technologies Conference. 2001.

[13] 许世森, 危师让. 国外 4 座大型 IGCC 电站的煤气化工艺[J]. 中国电力, 1999, 32(8): 60–65.
XU Shisen, WEI Shirang. Coal gasification technology in four large IGCC power plants abroad[J]. Electric Power, 1999, 32(8): 60–65.

[14] 冯展管, 吴成军. 燃气轮机联合循环机组参数优化及配置研究[J]. 内江科技, 2014, 35(10): 63–64.
FENG Zhanguan, WU Chengjun. Study on parameter optimization and configuration of gas turbine combined cycle unit[J]. Neijiang Technology, 2014, 35(10): 63–64.

[15] 李政, 梁心玉, 薛亚丽. 基于烟煤、褐煤的 IGCC 系统技术经济性对比[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(5): 39–47.
LI Zheng, LIANG Xinyu, XUE Yali. Techno-economic comparison of IGCC systems employing bituminous and lignite[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(5): 39–47.

[16] 乌若思. 未来的燃煤电厂-中国绿色煤电计划[J]. 中国电力, 2007, 40(3): 6–8.
WU Ruosi. Coal-fired power plant in the future-China's Green Project[J]. Electric Power, 2007, 40(3): 6–8.

[17] NAGAI T, KAJITANI S. Development of IGCC demonstration plant: from 200 t/d pilot plant to 250 MW demonstration plant(present status and future prospects of coal utilized power generation)[J]. Journal of the Japan Institute of Energy, 2007, 86(5): 315–320.

[18] 许世森, 程健. 煤气化制氢及氢能发电试验系统[J]. 中国电力, 2007, 40(3): 9–13.
XU Shisen, CHENG Jian. Hydrogen production based on gasification and hydrogen power test system[J]. Electric Power, 2007, 40(3): 9–13.

[19] 华欣. 华能:争做电力行业节能减排的领跑者[J]. 环境保护, 2013, 41(8): 32–33.
HUA Xin. Huaneng: Striving to become the leader in energy saving and emission reduction in the power industry[J]. Environmental Protection, 2013, 41(8): 32–33.

[20] 高远. 两段式干煤粉气化技术效力 IGCC[J]. 化工装备技术, 2013(1): 4.

[21] 樊强, 许世森, 刘沅, 等. 基于 IGCC 的燃烧前 CO_2 捕集技术应用与示范[J]. 中国电力, 2017, 50(5): 163–167.
FAN Qiang, XU Shisen, LIU Yuan, *et al*. Application and demonstration of IGCC-based pre-combustion CO_2 capture technology[J]. Electric Power, 2017, 50(5): 163–167.

作者简介：

任永强 (1974—)，男，博士，高级工程师（教授级），从事煤气化技术研究，E-mail: yq_ren@qny.chng.com.cn。

（责任编辑　李秀平）

(下转第 184 页)

万方数据

院有限公司, 2014.

[19] 茅国庆, 孟令航, 庄亚洲, 等. 平板式脱硝催化剂应用于燃煤电厂的优势[J]. 电力建设, 2013, 34(2): 87–90.
MAO Guoqing, MENG Linghang, ZHUANG Yazhou, *et al.* Advantages of plate-type De-NO_x catalysts applied in coal-fired power plant[J]. Electric Power Construction, 2013, 34(2): 87–90.

作者简介:

王方勇 (1974—), 男, 高级工程师, 从事电厂锅炉及环保设备技术管理与研究, E-mail: wanfy1837@163.com;

李文杰 (1989—) 男, 工程师, 从事火电厂脱硝技术研究, 擅长流场技术及液氨改尿素技术, E-mail: liwenjie@tpri.com.cn。

(责任编辑 刘明)

Analysis and Treatment of Ash Deposition in SCR Denitration Equipments of W Boiler

WANG Fangyong, LI Wenjie

(1. China Resources Power (Lianyuan) Co., Ltd., Loudi 417000, China;
2. Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd., Xi'an 710054, China)

Abstract: The W type flame boiler in a power plant is burned with high ash anthracite. The serious ash accumulation on the SCR denitrification reactor catalyst, the diversion plate, the rectifying grille and the supporting steel beam can lead to the uneven flow of the flow field and the blockage of the catalyst, which affects the performance of the SCR denitrification system. According to the operation experience and the CFD technology, the reasons for the ash accumulation in the SCR denitrification devices are improper design, unreasonable catalyst type selection, uneven flow field, poor soot blowing, long term low load operation and coal ash far beyond the design value. Based on the optimization of the flue gas flow field and the 1 ∶ 10 physical model test, the diversion plate, the rectifying grid and the top flue were reformed; the honeycomb type catalyst was replaced by the plate type catalyst; and the sonic soot blower was added. Three months after the transformation, the internal inspection of the denitrification devices was carried out. The horizontal flue of the reactor and the ash accumulation of the diversion plate were reduced obviously. No ash accumulation was found in the rectifying layer. No accumulated ash and blockage were found on the surface of the catalyst and the. It is proved that the measures taken have solved the problem of the internal dust accumulation and the catalyst plugging in the SCR reactor effectively.

Keywords: coal-fired power plants; SCR denitration equipment; catalyst; high ash anthracite coal; ash deposition; flow field optimization

(上接第 13 页)

Study on Typical Domestic and Foreign IGCC Technology Applications

REN Yongqiang[1,2], CHE Defu[1], XU Shisen[2], LI Xiaoyu[2], TAO Jiye[2], LIU Gang[2]

(1. State Key Laboratory of Multiphase in Power Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;
2. Huaneng Clean Energy Research Institute, Beijing 102209, China)

Abstract: As the coal power still remains dominant in China's current energy structure, the highly efficient and clean IGCC technology has demonstrated a wide application prospect in China. In this paper, the process flow of air separation technology, coal gasification, the high-temperature purification, and combined cycle technologies of five typical IGCC power plants with installed capacity greater than 250MW are analyzed. Particularly, the overall objectives, development stages as well as system parameters and the operation of the Tianjin IGCC project are described, which is expected to have certain reference value for the future development of IGCC technology in our country.

This work is supported by Science and Technology Program in Beijing (No.Z181100005118006).

Keywords: IGCC; coal gasification technology; green coal power; gas purification technology; gas turbine technology

万方数据