

天然气联合循环电厂燃烧后 CO₂ 捕集一体化 技术经济评价

张治忠^{1,✉}, 陈继平², 谭学谦¹, 叶代启³, 邹竟成²

(1. 中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司, 广东 广州 510663; 2. 中国电力工程顾问集团有限公司, 北京 100011;
3. 华南理工大学 环境与能源学院, 广东 广州 510640)

摘要: [目的]近年来, 天然气发电在我国构建清洁能源体系中扮演着重要角色, 预计到2025年“十四五”规划期结束时, 中国气电装机容量将会突破150 GW。二氧化碳捕集利用是气电实现“双碳”目标的关键路径之一。[方法]为此, 设立1个600 MW等级天然气联合循环发电(NGCC)、1个CO₂捕集和压缩(PCC)的综合工厂作为模拟对象。[结果]模拟研究表明: 设计CO₂全烟气量捕集、90%效率、CO₂压缩提纯率为99.5%, 燃气发电总出力输出下降了约16.05%, 厂用电率增加5.55%, 循环冷却水需求增加了约50.52%。[结论]通过经济分析显示, 综合工厂的静态投资成本比单一发电厂的成本高54.28%, 电力均等化运营成本(LCOE)增加了15.96%, 给二氧化碳捕集的部署和发展带来了非常大的困难。但其中天然气价格仍然是影响电厂运营成本的最主要因素。

关键词: 天然气联合循环发电; 燃烧后捕集; 模拟; 成本分析; 碳捕集

中图分类号: TK01; TM611.24 文献标志码: A

文章编号: 2095-8676(2023)02-0055-07

开放科学(资源服务)二维码:



Economic Evaluation of Post-Combustion CO₂ Capture Integration Technology in Natural Gas Combined Cycle Power Plant

ZHANG Zhizhong^{1,✉}, CHEN Jiping², TAN Xueqian¹, YE Daiqi³, ZOU Jingcheng²

(1. China Energy Engineering Group Guangdong Electric Power Design Institute Co., Ltd., Guangzhou 510663, Guangdong, China;
2. China Power Engineering Consulting Group Co., Ltd., Beijing 100011, China;
3. School of Environment and Energy, South China University of Technology, Guangzhou 510640, Guangdong, China)

Abstract: [Introduction] In recent years, natural gas power generation has played an important role in the construction of clean energy system of China. By the end of the "14th Five-year Plan" in 2025, China's gas power installed capacity is expected to hit 150 million kilowatts. Carbon capture, utilization and storage (CCUS) is one of the key paths for gas power to achieve the carbon peaking and carbon neutrality goals. [Method] To this end, an integrated plant combining 600 MW natural gas combined cycle (NGCC) and CO₂ post-combustion capture (PCC) were set up as the simulation object. [Result] The simulation study shows that the design captures all CO₂ flue gas with 90% efficiency, the CO₂ compression and purification rate is 99.5%, the total output of gas power generation decreases by about 16.05%, the auxiliary power ratio increases by 5.55%, and the demand for circulating cooling water increases by about 50.52%. [Conclusion] The economic analysis shows that the static investment cost of the integrated plant is 54.28% higher than that of the single power plant, and the levelized cost of energy (LCOE) increases by 15.96%, which brings great difficulties to the deployment and development of carbon dioxide capture. However, the natural gas price is still the most important factor affecting the operating cost of the power plant.

Key words: natural gas combined cycle (NGCC); post-combustion capture; simulation; cost analysis; carbon capture

2095-8676 © 2023 Energy China GEDI. Publishing services by Energy Observer Magazine Co., Ltd. on behalf of Energy China GEDI.

This is an open access article under the CC BY-NC license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>).

收稿日期: 2022-07-07 修回日期: 2022-11-08

基金项目: 中国电力工程顾问集团有限公司重大科技专项“新型化学吸收法碳捕集工艺开发研究”(GSKJ3-J02-2021)

从“十五”规划开始,我国利用天然气战略发生了较大调整,“十五”规划纲要确定:加快天然气勘察、开发和利用、统筹生产基地、输送管线和用气工程建设引用国外天然气、提高天然气消费比重。随着我国天然气产业的持续发展和资源环境约束的日益加剧,我国气电逐步发展壮大,至 2019 年底,我国气电装机容量已突破 90 GW。预计到 2025 年“十四五”末会突破 150 GW^[1]。这是因为天然气联合循环(NGCC)电厂的排放量约为最先进的燃煤电厂的一半,但即使所有的煤炭消耗都被天然气取代,这一削减也仍将不足以达到我国的减排目标^[2]。

碳捕集与封存利用(CCUS)已被国际能源机构(IEA)确定为一项可用于实现减排目标的关键技术(IEA, 2010 年),是实现能源低碳化应用的唯一途径^[3-4]。目前,国内尚未有燃气电厂 CCUS 项目示范,模拟和仿真成为研究气电 CCUS 集成挑战的最有用工具。

1 模型设想

在这项工作中,主要设想有:(1)使用经过验证的、大小合理的工程实物模型,对一个集成的 NGCC、CO₂ 捕集和压缩装置(PCC)的综合工厂进行评估;(2)通过按系统流程的方法建造工厂产生的投资和运行成本估算,对其综合工厂进行经济分析。NGCC 工厂输入设计数据,即机组设计数据参如表 1 所示,机组主要技术指标如表 2 所示,排烟参数如表 3 所示。

2 模型对象

2.1 NGCC 电厂

NGCC 电厂机岛主要系统有:进气系统、排气系统、天然气系统、油系统、盘车系统、发电机本体及氢油水系统、汽机轴封系统及本体疏水系统等。Ansaldo GT36 有别于其他机型设有 OTC 系统,该系统利用锅炉侧的水冷压机抽出来的空气,冷却后的空气进入透平叶片,产生的高压蒸汽进入汽水侧做功。该系统实现了能量的梯级利用,进一步提高了联合循环机组的出力及效率。NGCC 电厂由安萨尔多 Ansaldo GT36 燃气轮机和三个带再热的三压级蒸汽循环组成,并带 OTC 系统。模型对象的输入和设计数据如表 1 所示。该模型对象结合燃气轮机性能和设计系统能达到的性能参数如表 2 所示。

表 1 机组设计数据

Tab. 1 Design data of unit

项目	数据
环境温度/℃	28.2
大气压力/kPa(a)	100.4
相对湿度/%	85
电网频率/Hz	50
燃气轮机负荷/%	100
燃料类型	天然气
燃料耗量/(t·h ⁻¹)	81.65
燃料入口温度/℃	25
燃料低位热值, LHV 20℃/(MJ·Nm ⁻³)	36.28
燃气轮机排气温度/℃	638
燃气轮机排气流量/(t·h ⁻¹)	3 428
NOx排放量,在15%O ₂ 时/(mg·Nm ⁻³)	≤50
燃气轮机输出功率/MW	453.754
烟囱排烟温度/℃	86
主蒸汽压力/MPa(a)	16.64
主蒸汽温度/℃	600
主蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	473.8
再热蒸汽压力(进口/出口)/MPa(a)	3.408/3.759
再热蒸汽温度(进口/出口)/℃	600/375
再热蒸汽流量(进口/出口)/(t·h ⁻¹)	497.5/457.2
低压蒸汽压力/MPa(a)	0.331
低压蒸汽温度/℃	264
低压蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	67.48
凝汽器蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	580.6
凝汽器压力/kPa(a)	8.8
蒸汽轮机轴端输出功率/MW	228.687

表 2 机组技术指标(单台机组)

Tab. 2 Technical indexes of unit (single unit)

项目	数据
单台机组总发电功率/MW	682.441
机组的年发电利用小时数/h	3 500
单台机组的小时耗气量/(10 ⁴ Nm ³ ·h ⁻¹)	11.14
单台机组的年耗气量/(10 ⁸ Nm ³ ·h ⁻¹)	4.45
计算毛发电气耗率/[Nm ³ ·(kWh) ⁻¹]	0.163
单台机组年毛发电量/(10 ⁸ kWh)	27.3
毛发电热耗/[kJ·(kWh) ⁻¹]	5 919
毛发电效率/%	60.82

注: 1) 保证工况: 环境条件为 28.2℃、100.4 kPa(a)、85% 相对湿度;

2) 参考机型暂按 Ansaldo GT36 机型。

表3 排烟参数表

Tab. 3 Flue exhaust parameters

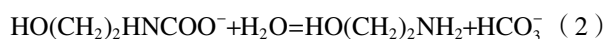
序号	项目	数据
1	烟囱排烟温度/°C	86
2	烟气流/(Nm ³ ·h ⁻¹)	2 714 286
	烟气流/(m ³ ·h ⁻¹)	3 552 853
3	烟气成分(Vol%)	
	O ₂ /%	10.92
	N ₂ /%	72.62
	CO ₂ /%	4.452
	SO ₂ /%	0
	H ₂ O/%	11.14

2.2 PCC 装置

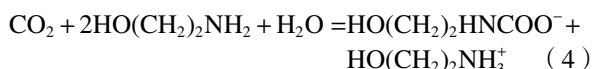
建立以 MEA 溶液为基础溶剂的 PCC 装置模型^[5]。

胺化学吸收法碳捕集过程是一个典型的化学过程, 可利用化工模拟软件 Aspen-Plus 进行模拟分析^[6], 这个模型是由双膜理论支撑的, 该理论描述了组分在极小厚度的气膜和液膜上的扩散, 并在膜之间的界面上存在相平衡。化学反应也被考虑, 并假定在液膜中发生。

根据理论分析, 有机乙醇胺溶液 MEA 与 CO₂ 反应生成比较稳定的氨基甲酸盐, 在再生过程中需要较多的能量才能分解, 导致再生能耗较大^[7-8]。同时氨基甲酸盐对设备的腐蚀性较强, 又易形成水垢。MEA 与 CO₂ 的反应式如下:



因为 MEA 与 CO₂ 反应生成比较稳定的氨基甲酸盐, 反应(2)比反应(1)要快得多, 反应式可以写为:



由式(4)可知, MEA 吸收 CO₂ 的最大容量为 0.5 (CO₂ 与胺摩尔比)^[9]。

电解质相互作用如水解离、碳酸氢盐解离和 MEA 水解也在液膜中起作用。

PCC 装置工艺设计参数、计算模型对象参数和主要设备参数如表 4 所示。

表4 PCC 工厂设计和操作参数

Tab. 4 Design and operation parameters of PCC plant

项目	参数	数据
吸收塔	烟气流/(kg·h ⁻¹)	3 678 120
	入塔烟气CO ₂ 含量(Vol)/%	4.452
	出塔烟气CO ₂ 含量(Vol)/%	0.445 2
	吸收塔个数/个	2
	操作温度/°C	40
	操作压力/atm	1
	填料/波纹填料	Mellapak 250Y
	吸收液-30%MEA溶液/(t·h ⁻¹)	4 504
	单个塔径/m	18.30
	填料层高/m	18
	压降/[mmH ₂ O·(m填料) ⁻¹]	20
	湿润率/[m ³ ·(m·h) ⁻¹]	0.043 6
	入塔MEA液CO ₂ 含量/(molCO ₂ ·molMEA ⁻¹)	0.233
	出塔MEA液CO ₂ 含量/(molCO ₂ ·molMEA ⁻¹)	0.485
解析塔	捕集效率等级(wt)/%	90
	解析塔个数/个	1
	操作温度/°C	120
	操作压力/atm	1
	填料/波纹填料	Mellapak 250Y
	蒸汽量/(kg·h ⁻¹)	344 360
	塔径/m	9.4
	填料层高/m	12
	压降/(mmH ₂ O·m填料 ⁻¹)	18
	再生所需能量/(kJ·h ⁻¹)	8.368×10 ⁸
解析率/%	81.0	

2.3 压缩装置

压缩系统由离心式压缩机、后冷却器和洗涤器组成。CO₂ 压缩装置的尺寸和建模, 以适当地考虑压缩捕集的 CO₂ 所需的能量需求。参考日本 KEPCO/MHI 应用程序(IPCC, 2005)规定, 最终压缩阶段排放压力为 110 bar, 其中 CO₂ 为超临界或致密相, 用于高效管道输送。纯 CO₂ 在 96 bar 的压力下变为超临界, 并且在所有温度下都保持超临界状态(IPCC, 2005)^[10], 然而更高的 110 bar 的压力允许存在杂质。在模型中加入分子筛以去除水分, 确保最终 CO₂ 浓度为 99.5%。随着越来越多的 CO₂ 被储存在地下, 随着储层压力的增加, 泵能够将 CO₂ 压力提

高到 175 bar^[11]。压缩装置设计和运行数据如表 5 所示。

表 5 压缩装置设计和运行数据

Tab. 5 Design and operation parameters of compression plant

项目名称	参数
压缩机的型式	离心式
数量	3
进口压力/MPa(g)	0.03
出口压力/MPa(g)	8~11
单机进气量/(Nm ³ ·h ⁻¹)	26 745
进气温度/℃	40
排气温度/℃	40~125
压缩机效率范围/%	78~83
后冷器出口温度/℃	40
压缩机转速/(r·min ⁻¹)	6 000
总功率/kW	13 693

3 流程集成

考虑主要有 4 项流程集成点(图 1)。

- 1) 进入 PCC 装置的废气。
- 2) 从 NGCC 装置抽取到 PCC 装置再沸器的蒸汽。
- 3) 从再沸器返回到 NGCC 装置的冷凝液。
- 4) 从再生器捕集的 CO₂ 进入 CO₂ 压缩装置。

废气在进入 PCC 吸收器之前进行预处理。通过脱硫除尘装置去除 SO_x 气体,通过静电沉淀装置去除 NO_x 气体。利用缓释剂和抗氧化剂来限制 MEA 的溶剂降解。然后,采用直接接触冷却器(DCC)将气体冷却到 40 ℃ 左右,以便在吸收器中获得有利的吸收条件,并将水从气体中冷凝出来。

蒸汽通过节流阀从中压涡轮和低压涡轮的交叉处获得,从而限制压力损失,然后用于 PCC 工厂的溶剂再生。再沸器的冷凝液回送到 NGCC 装置的冷凝器。选择蒸汽压力 3.5 bar,温度 160 ℃,选择这个参数是假设 1 个合理的压降和蒸汽凝结在 3 bar、饱和温度 134 ℃,在这个温度下,在再沸器中可以保持 1 个适当的最小尺寸,其中溶剂温度被限制在最大 120~125 ℃,以避免热降解。1 个减温器是用来控制蒸汽抽出的温度,喷射冷凝水,以确保温度保持刚刚超过饱和。在本研究中,我们假设低压涡轮能够处

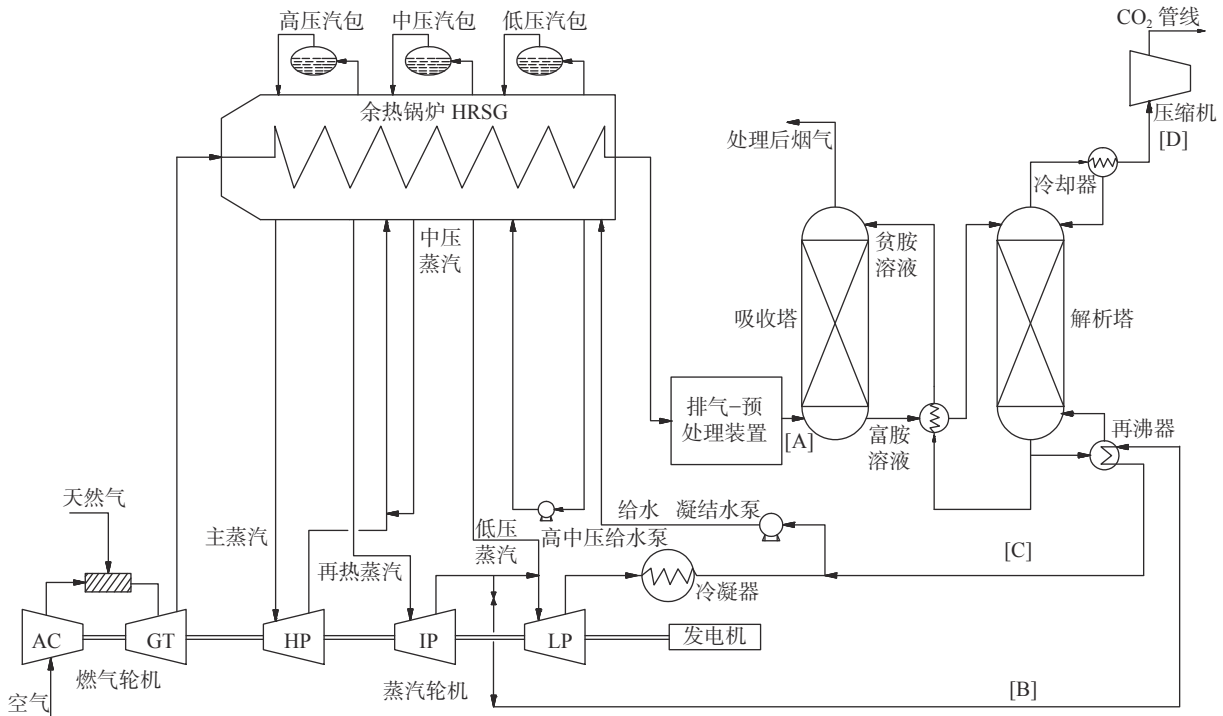


图 1 NGCC+PCC 一体化集成装置工艺流程图

Fig. 1 Process flow chart of NGCC+PCC integrated plant

理大流量变化, 而效率下降可以忽略不计^[12-13]。

CO₂ 在解析器 1.0 bar 的压力下被捕集, 并被送到压缩装置, 在那里它被压缩到超临界状态。超临界二氧化碳被送到附近的含盐含水层进行隔离。因此, 从朗肯循环中提取的蒸汽, 以及气体鼓风机、溶剂泵和二氧化碳压缩机的功率需求, 都构成了 NGCC 电厂额外的负荷。综合的一体化装置的工艺流程和性能如图 1 和表 6 所示。

4 经济分析

4.1 成本估算

假设 1 个位于广东省的某燃气工厂的成本, 是使用来自中国国内的材料成本和工资率来评估的。

表 6 性能比较
Tab. 6 Performance comparison

项目	NGCC	NGCC+PCC
电厂净出力/MW	682.441	572.916
CO ₂ 捕集和压缩PCC的功率损耗/%	—	16.05
厂用电率/%	1.95	7.5
总冷却水需水量/(t·h ⁻¹)	27 650	41 618
冷却水增加/%	—	50.52
燃气轮机净出力/MW	453.754	453.754
排气流量/(kg·h ⁻¹)	3 678 120	3 678 120
废气CO ₂ 含量/V%	4.452	4.452
排气出口温度/°C	86	125
蒸汽生成/(kg·s ⁻¹)	161.28	165.62
抽汽流量/(kg·s ⁻¹)	—	111.322
吸收器数量	—	2
吸收器L/G比	—	1.42
总溶剂循环速率/(kg·s ⁻¹)	—	1 251
蒸汽/CO ₂ /(kJ·kg ⁻¹)	—	3 916
额外的PCC工厂/MW	—	16.15
压缩装置进气率/(kg·s ⁻¹)	—	59.34
压缩功率需求/MW	—	13.69
小时CO ₂ 捕集量/(kg·h ⁻¹)	—	213 628
年CO ₂ 捕集量/(t·a ⁻¹)	—	748 000
蒸汽耗量/CO ₂ 捕集量/(t·t ⁻¹)	—	1.876
电耗量/CO ₂ 捕集量/(kW·t ⁻¹)	—	148.48
净比排放量/[kgCO ₂ ·(MWh) ⁻¹]	385.76	44.92

间接工程费用, 包括工程费用和业主费用, 使用工资率和建筑设备租金率。我们做了以下假设:

本研究仅针对 CO₂ 的捕集环节, 不考虑后续运输、利用或者封存的技术经济性。所有的电力需求, 包括设备电机和控制过程元件的电力需求, 都是在工厂中产生的, 即来自厂用电。循环冷却水来自附近的水体, 成本是抽水和冷却塔运行^[14-15]。

针对独立的 NGCC 工厂、NGCC+PCC 集成工厂场景, 关键评估成本指标^[16], 如表 7 所示, 表中列举了需要的成本投入项目及数值。

表 7 经济分析成本投入
Tab. 7 Cost input in economic analysis

项目	数值
天然气价格/(元·Nm ⁻³)	2.53
MEA价格/(元·t ⁻¹)	16 000
电/[元·(MWh) ⁻¹]	549.5
蒸汽/(元·t ⁻¹)	200
工业水/(元·t ⁻¹)	3.15
NGCC测算上网电价/[元·(MWh) ⁻¹]	621.5
碳排放交易收益/(元·tCO ₂ ⁻¹)	58
机组利用小时/h	3 500
项目经济寿命/a	30

静态投资成本, 不包括建设利息。

电力均等化成本(LCOE), 是电厂在整个生命周期内发电的单位成本, 包括运行和维护成本。CO₂ 静态成本, 计算为^[17]:

CO₂的成本 =

$$\frac{[\text{LCOE}] \text{ with CCS} - [\text{LCOE}] \text{ without CCS}}{[\text{CO}_2/\text{MW}] \text{ without CCS} - [\text{CO}_2/\text{MW}] \text{ with CCS}} \quad (5)$$

4.2 成本分析

如表 8 所示, 可以看出, 与 NGCC 电厂 2 220 元/kW 的原始成本相比, NGCC+PCC 一体化综合工厂的静态投资成本增加了 54.28%。这表明投资成本的显著增加, 必须降低投资^[18-20], 以鼓励 NGCC 电厂使用 CCUS。综合工厂的 LCOE 比 NGCC 工厂的 LCOE 高 15.96%。事实上, 图 2 及图 3 显示^[21], 最大的 LCOE 仍然是天然气成本, 将 PCC 工厂和压缩装置集成到 NGCC 工厂并不会改变 LCOE 上天然气价格的重要性。由于燃料价格风险受市场影响, 不可避免, 当燃料价格上涨时, 会对项目的收益率造成较大影响。

表 8 经济表现

Tab. 8 Economic performance

项目	NGCC	NGCC+PCC
静态投资成本/(元·kW ⁻¹)	2 220	3 425
静态投资成本增加/%	—	54.28
CO ₂ 捕集静态投资/(元·CO ₂ ⁻¹)	—	1 100
CO ₂ 捕集运营成本/(元·CO ₂ ⁻¹)	—	298
LCOE/[元·(MWh) ⁻¹]	584.6	677.88
LCOE增加/%	—	15.96
CO ₂ 扣减收益后运营成本/(元·tCO ₂ ⁻¹)	—	240

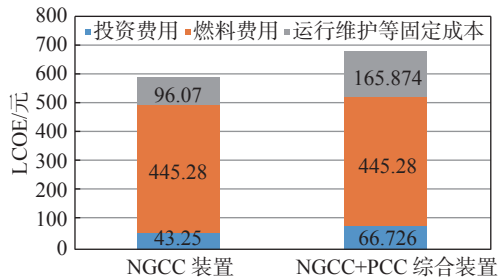
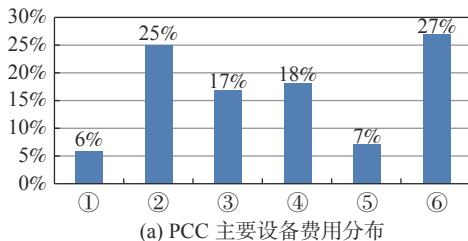


图 2 NGCC 装置和 NGCC+PCC 装置 LCOE 中的成本占比
Fig. 2 Cost ratios in LCOE for NGCC plant and NGCC+PCC plant



注：①-预处理系统；②-吸收塔系统；③-再生塔及再沸器；
④-换热器系统；⑤-泵、风机阀门管道等；⑥-压缩系统。

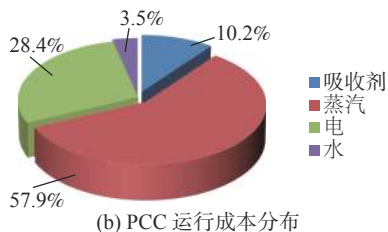


图 3 PCC 装置 LCOE 中的成本分配

Fig. 3 Cost allocation in LCOE of PCC plant

据估算,集成工厂静态的 CO₂ 捕集与压缩运营成本为扣减碳交易收益后每捕集 1 tCO₂ 240 元。然而,如果考虑到 CO₂ 的运输和储存成本,这个值将会更大。

5 结论

通过使用 Ansaldo 公司 GT36 机型的燃气轮机库的数据以及 PCC 电厂模型对象,对 600 MW 等级 NGCC 电厂、PCC 和 CO₂ 压缩装置的模拟设计,得知 NGCC+PCC 综合工厂设计 CO₂ 捕集率为 90% 的水平,使得机组净功率输出下降 16.05%,厂用电率增加 5.55%,而冷却水需求上升 50.52%。

对位于广东省的某燃气电厂进行经济分析时,NGCC+PCC 综合工厂静态投资的成本比 NGCC 电厂高 54.28%。另一方面,LCOE 预计在综合工厂中增加 15.96%,在所有情况下,天然气价格成本是 LCOE 的最大驱动因素。最后,对综合工厂而言,静态的 CO₂ 成本为 240 元/tCO₂。根据目前国内外投运的示范工程,通过不断的技术迭代和改进,预计 PCC 系统投资和运营成本对比现有模型对象设计会进一步降低。

参考文献:

- [1] 中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要: 第十一篇 [EB/OL]. (2021-03-13) [2022-07-07]. https://www.ccdi.gov.cn/toutiao/202103/t20210313_237793_m.html.
Chapter 11 of the 14th five-year plan for national economic and social development of the people's republic of China and the outline of the vision for 2035 [EB/OL]. (2021-03-13) [2022-07-07]. https://www.ccdi.gov.cn/toutiao/202103/t20210313_237793_m.html.
- [2] 正略咨询. 天然气行业 2020 年度蓝皮书-未来展望篇 [EB/OL]. (2021-03-09) [2022-07-07]. <https://page.om.qq.com/page/OOrXE6W0H8S0MOXEAd1cjNUQ0>.
Adfaith. Natural gas industry 2020 blue book-future outlook [EB/OL]. (2021-03-09) [2022-07-07]. <https://page.om.qq.com/page/OOrXE6W0H8S0MOXEAd1cjNUQ0>.
- [3] 全球碳捕集与封存研究院. 全球碳捕集与封存现状 2020 报告 [R/OL]. (2021-01-27) [2022-07-07]. <https://news.bjx.com.cn/html/20210127/1132755.shtml>.
Global Carbon Capture and Storage Institute. Global status report on carbon capture and storage [R/OL]. (2021-01-27) [2022-07-07]. <https://news.bjx.com.cn/html/20210127/1132755.shtml>.
- [4] 李天泉, 洪涛. 典型机构典型情景下的能源与碳达峰 [EB/OL]. (2021-07-29) [2022-07-07]. <https://max.book118.com/html/2021/0728/7150004154003151.shtml>.
LI T X, HONG T. Energy and carbon peaks in typical institutions under typical scenarios [EB/OL]. (2021-07-29) [2022-07-07]. <https://max.book118.com/html/2021/0728/7150004154003151.shtml>.
- [5] YSTAD P A M, BOLLAND O, HILLESTAD M. NGCC and hard-

- coal power plant with CO₂ capture based on absorption [J]. *Energy Procedia*, 2012, 23: 33-44. DOI: [10.1016/j.egypro.2012.06.019](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.06.019).
- [6] Aspen Technology. Rate-base model of the CO₂ capture process by MEA using aspen plus [R]. MA USA: Cambridge, 2009.
- [7] 张克舫, 刘中良, 王远亚, 等. 化学吸收法CO₂捕集解吸能耗的分析计算 [J]. *化工进展*, 2013, 32(12): 3008-3014. DOI: [10.3969/j.issn.1000-6613.2013.12.037](https://doi.org/10.3969/j.issn.1000-6613.2013.12.037).
ZHANG K F, LIU Z L, WANG Y Y, et al. Analysis and calculation of the desorption energy consumption of CO₂ capture process by chemical absorption method [J]. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 2013, 32(12): 3008-3014. DOI: [10.3969/j.issn.1000-6613.2013.12.037](https://doi.org/10.3969/j.issn.1000-6613.2013.12.037).
- [8] 李哈, 陈健. 单乙醇胺吸收CO₂的热力学模型和过程模拟 [J]. *化工学报*, 2014, 65(1): 47-54. DOI: [10.3969/j.issn.0438-1157.2014.01.006](https://doi.org/10.3969/j.issn.0438-1157.2014.01.006).
LI H, CHEN J. Thermodynamic modeling and process simulation for CO₂ absorption into aqueous monoethanolamine solution [J]. *CIESC Journal*, 2014, 65(1): 47-54. DOI: [10.3969/j.issn.0438-1157.2014.01.006](https://doi.org/10.3969/j.issn.0438-1157.2014.01.006).
- [9] 郑碚, 董立户, 陈健, 等. CO₂捕集的吸收溶解度计算和过程模拟 [J]. *化工学报*, 2010, 61(7): 1740-1746.
ZHENG Q, DONG L H, CHEN J, et al. Absorption solubility calculation and process simulation for CO₂ capture [J]. *CIESC Journal*, 2010, 61(7): 1740-1746.
- [10] METZ B, DAVIDSON O, CONINCK H D, et al. IPCC special report on carbon dioxide capture and storage [M]. Cambridge, United Kingdom: Cambridge University Press, 2005.
- [11] ROYCE N B. Compressor: selection and sizing (3rd ed.) [M]. Houston, Texas: Gulf Publishing Company, 2005.
- [12] LI H L, DITARANTO M, BERSTAD D. Technologies for increasing CO₂ concentration in exhaust gas from natural gas-fired power production with post-combustion, amine-based CO₂ capture [J]. *Energy*, 2011, 36(2): 1124-1133. DOI: [10.1016/j.energy.2010.11.037](https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.11.037).
- [13] ZHANG R, ZHANG X W, YANG Q, et al. Analysis of the reduction of energy cost by using MEA-MDEA-PZ solvent for post-combustion carbon dioxide capture (PCC) [J]. *Applied Energy*, 2017, 205: 1002-1011. DOI: [10.1016/j.apenergy.2017.08.130](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.130).
- [14] HETLAND J, KVAMSDAL H M, HAUGEN G, et al. Integrating a full carbon capture scheme onto a 450 MW NGCC electric power generation hub for offshore operations: presenting the Sevan GTW concept [J]. *Applied Energy*, 2009, 86(11): 2298-2307. DOI: [10.1016/j.apenergy.2009.03.019](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.03.019).
- [15] LAWAL A, WANG M H, STEPHENSON P, et al. Demonstrating full-scale post-combustion CO₂ capture for coal-fired power plants through dynamic modelling and simulation [J]. *Fuel*, 2012, 101: 115-128. DOI: [10.1016/j.fuel.2010.10.056](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2010.10.056).
- [16] BERSTAD D, ARASTO A, JORDAL K, et al. Parametric study and benchmarking of NGCC, coal and biomass power cycles integrated with MEA-based post-combustion CO₂ capture [J]. *Energy Procedia*, 2011, 4: 1737-1744. DOI: [10.1016/j.egypro.2011.02.048](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.048).
- [17] PEETERS A N M, FAAIJ A P C, TURKENBURG W C. Techno-economic analysis of natural gas combined cycles with post-combustion CO₂ absorption, including a detailed evaluation of the development potential [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2007, 1(4): 396-417. DOI: [10.1016/s1750-5836\(07\)00068-0](https://doi.org/10.1016/s1750-5836(07)00068-0).
- [18] RUBIN E S, CHEN C, RAO A B. Cost and performance of fossil fuel power plants with CO₂ capture and storage [J]. *Energy Policy*, 2007, 35(9): 4444-4454. DOI: [10.1016/j.enpol.2007.03.009](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.03.009).
- [19] 丁苏. 燃气电厂碳捕获系统集成研究及经济性评估 [D]. 广州: 华南理工大学, 2019. DOI: [10.27151/d.cnki.gnhlu.2019.001738](https://doi.org/10.27151/d.cnki.gnhlu.2019.001738).
DING S. Integrated research and economic evaluation of carbon capture system in gas power plant [D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2019. DOI: [10.27151/d.cnki.gnhlu.2019.001738](https://doi.org/10.27151/d.cnki.gnhlu.2019.001738).
- [20] 王明明. 燃气电厂烟气CO₂捕获过程模拟 [D]. 北京: 华北电力大学, 2015. DOI: [10.7666/d.D759365](https://doi.org/10.7666/d.D759365).
WANG M M. Simulation of flue gas CO₂ capture form natural gas-fired power plant [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2015. DOI: [10.7666/d.D759365](https://doi.org/10.7666/d.D759365).
- [21] 黄斌, 许世森, 郜时旺, 等. 燃煤电厂CO₂捕集系统的技术与经济分析 [J]. *动力工程*, 2009, 29(9): 864-867+874. DOI: [10.3321/j.issn:1000-6761.2009.09.014](https://doi.org/10.3321/j.issn:1000-6761.2009.09.014).
HUANG B, XU S S, GAO S W, et al. Technical and economic analysis of CO₂ capture system in coal-fired power plant [J]. *Journal of Power Engineering*, 2009, 29(9): 864-867+874. DOI: [10.3321/j.issn:1000-6761.2009.09.014](https://doi.org/10.3321/j.issn:1000-6761.2009.09.014).

作者简介:



张治忠

张治忠 (通信作者)

1964-, 男, 湖北潜江人, 高级工程师, 学士, 主要从事能源环保工作(e-mail)zzzgedi@126.com。

(编辑 孙舒)