

新型燃煤电厂发电-脱碳-供热一体化的耦合系统

徐熙然¹, 汪若凡¹, 李珏^{1,2}, 陈海军¹, 吴影^{1,3}

(1. 南京工业大学机械与动力工程学院 江苏省有机固废深度处置及制纯氢工程研究中心 江苏省过程强化与新能源装备技术重点实验室, 江苏南京 211816; 2. 中集安瑞科工程科技有限公司 江苏南京 210048; 3. 淮阴工学院自动化学院, 江苏淮安 223003)

摘要: 伴随着能源需求的提高, 所伴随而来的环境问题也日益加剧, 燃烧产生的 CO₂ 便是温室气体的直接来源, 其中燃煤电厂是主要碳排放源, 且在生产过程中产生大量的余热。燃煤电厂脱碳系统和热电联产系统对热源温度要求相近, 针对这一特性, 可以在控制燃煤电厂的碳排放量的同时, 对其过程中产生的余热进行回收利用, 提高系统的供热能力。基于燃煤电厂发电系统、固体胺吸收剂脱碳系统以及一次/二次供热系统, 创新性地提出了一种发电-脱碳-供热一体化的耦合系统。引入背压式供热汽轮机和背压式脱碳汽轮机取代低压汽轮机, 以背压式供热汽轮机和背压式脱碳汽轮机的排汽分别给供热过程和脱碳过程提供热源, 在保证脱碳能力的前提下显著降低了耦合系统的发电能力损失。为再进一步提高耦合系统的热力性能, 采用吸收式换热技术高效回收脱碳系统释放的低温余热, 提高耦合系统的供热能力。计算结果显示, 新型发电-脱碳-供热一体化的耦合系统回收了 90% 以上脱碳系统释放的低温余热, 系统的供热能力由 785.06 MW 提升至 1 288.94 MW, 供热能力升高 65%, 节能效果显著。

关键词: 燃烧后 CO₂ 捕集; 热电联产; 余热回收; 吸收式换热; 碳中和

中图分类号: TK17 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-9993(2024)10-4252-11

Coupling system of power generation, decarbonization and heat supply integration in new coal-fired power plant

XU Xiran¹, WANG Ruofan¹, LI Jue^{1,2}, CHEN Haijun¹, WU Ying^{1,3}

(1. Jiangsu Key Laboratory of Process Enhancement and New Energy Equipment Technology, Jiangsu Organic Solid Waste Deep Disposal and Hydrogen Production Engineering Research Center, School of Mechanical and Power Engineering, Nanjing Tech University, Nanjing 211816, China; 2. CIMC Enric Engineering Technology Co., Ltd., Nanjing 210048, China; 3. School of Automation, Huaiyin Institute of Technology, Huaian 223003, China)

Abstract: With the increase of energy demand, the accompanying environmental problems are also increasing. The CO₂ generated by combustion is the direct source of greenhouse gases, and coal-fired power plants are the main source of carbon emissions, and a lot of waste heat is generated in the production process. The decarbonization system of coal-fired power plant and the cogeneration system have similar heat source temperature requirements. Therefore, the waste heat generated in the process can be recycled while controlling the carbon emissions of the coal-fired power plant, and the heating capacity of the system can be improved. Based on the power generation system of coal-fired power plant, solid amine absorbent decarbonization system and primary/secondary heating system, an integrated coupling system of power genera-

收稿日期: 2024-02-26 修回日期: 2024-09-04 策划编辑: 钱小静 责任编辑: 李雅楠 DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.LC24.0192

基金项目: 江苏省农业科技自主创新资金资助项目 (CX(24)3118); 江苏省碳达峰碳中和科技创新专项资金——太阳能高效碳转化技术研发资助项目 (BE2022024); 淮安市市级科技计划资助项目 (HABL2023011)

作者简介: 徐熙然 (1998—), 男, 江苏淮安人, 博士研究生。E-mail: nausicarov@qq.com

通讯作者: 吴影 (1988—), 男, 江苏淮安人, 讲师, 博士。E-mail: wy880623@163.com

引用格式: 徐熙然, 汪若凡, 李珏, 等. 新型燃煤电厂发电-脱碳-供热一体化的耦合系统[J]. 煤炭学报, 2024, 49(10): 4252-4262.

XU Xiran, WANG Ruofan, LI Jue, et al. Coupling system of power generation, decarbonization and heat supply integration in new coal-fired power plant[J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(10): 4252-4262.



移动阅读

tion, decarbonization and heating is proposed innovatively. The back-pressure heating steam turbine and back-pressure decarbonization steam turbine are introduced to replace the low-pressure steam turbine, and the exhaust steam of the back-pressure heating steam turbine and the back-pressure decarbonization steam turbine provide heat sources for the heating process and the decarbonization process respectively. On the premise of ensuring decarbonization capacity, the power generation capacity loss of the coupled system is significantly reduced. In order to further improve the thermal performance of the coupling system, the absorption heat transfer technology is used to recover the low-temperature waste heat released by the decarbonization system and improve the heating capacity of the coupling system. The calculation results show that more than 90% of the low-temperature waste heat released by the system is recovered by the new power-decarbonization and heat-supply coupling system. The heating capacity of the system is increased from 785.06 MW to 1 288.94 MW, and the heating capacity is increased by 65%.

Key words: post-combustion CO₂ capture; combined heat and power generation; waste heat recovery; absorption heat exchange; carbon neutrality

近年来,温室效应引起的全球变暖问题逐渐引起国际社会的广泛关注,各国均制定相关政策减少人为排放的温室气体,中国明确提出了 2030 年“碳达峰”与 2060 年“碳中和”的目标^[1]。在中国,煤炭消费占一次能源消费的总量较高,其燃烧产生的 CO₂ 是温室气体的直接来源。其中,以燃煤电厂为主导的电力行业是 CO₂ 最大排放源,约占全国 CO₂ 排放总量的 40% 以上^[2]。因此,针对燃煤电厂的 CO₂ 减排迫在眉睫。

减少燃煤电厂二氧化碳排放的可行方案包括提高发电效率、用可再生资源取代富含碳的燃料以及二氧化碳捕集与封存 (CCS)。其中,CCS 可以实现大规模燃煤电厂的 CO₂ 减排,具有巨大的发展潜力。CCS 技术目前主要分为 3 类^[3],即燃烧前 CO₂ 捕集^[4]、富氧燃烧 CO₂ 捕集^[5-7]以及燃烧后 CO₂ 捕集^[8-9]。其中,燃烧后 CO₂ 捕集技术对机组设备改造相对简单,可直接应用于现有的燃煤电厂改造,并于短期内实现 CO₂ 排放量的降低,因而近年来发展十分迅速。本研究选用的固体胺吸收剂具有较高的 CO₂ 吸收容量,能够在长期运行中保持较高的吸收效率,另外固体胺系统能耗低于常规湿法脱碳系统能耗。当燃煤发电系统与脱碳系统耦合时,脱碳系统内吸收剂再生所需的热量以一定的发电能力损失为代价由电厂汽水系统的抽汽提供^[10]。为降低这部分效率损失,诸多学者开展了电厂脱碳系统的集成优化研究。HU 等^[11]通过蒸汽引射器利用部分低参数蒸汽取代高参数蒸汽,提供给脱碳系统再生过程所需的热量,节省的高参数蒸汽能够获得更高的发电量,使得效率损失降低了 2.67%。XU 等^[12]基于单乙醇胺电厂脱碳系统,在再热器上端引入辅助汽轮机,使得抽汽参数更能满足脱碳系统再生过程,效率损失降低了 3.86%。WU 等^[13-14]通过系统集成高效回收了脱碳系统释放的低温余热,回收的低温余热基于能量梯级利用理论分别用于提高系统的发

电量和地暖供热,取得高效的节能减排效果。

在我国,热电联产在住宅供热中占据主导地位^[15]。热电联产是一种建立在能源的梯级利用概念基础上,将发电及供热过程相结合的系统,目的在于提高能源利用效率,减少碳化物及有害气体的排放^[16]。随着居民生活供暖需求的不断增加,燃煤电厂为了降低供电煤耗,大都朝着热电联产的方向发展。过去我国北方很多地区冬季采暖都采用燃烧散煤的方式,这种方式效率低、污染大^[17],而热电联产正好可以进行集中供热,实现能源的高效清洁利用,因此在我国具有很大的发展潜力。预计未来 5 a,中国热电联产装机容量将以 10% 的年增长率增长,到 2026 年将达到 8 亿 kW·h^[18]。

随着社会对燃煤电厂脱碳和供热的需求不断提高,实现燃煤电厂发电-脱碳-供热的高效耦合具有重要的现实意义。一方面,燃煤电厂脱碳系统和热电联产系统对热源温度要求相近,相关的系统集成方案存在诸多共性^[19];另一方面,脱碳系统存在大量低温余热,若能在耦合发电-脱碳-供热的过程中高效回收脱碳系统的余热,必然能够提高耦合系统的供热能力^[20]。然而,燃煤电厂发电-脱碳-供热耦合一体化的报道较少。

基于燃煤电厂发电系统、固体胺吸收剂脱碳系统以及一次/二次供热系统,笔者提出了一种发电-脱碳-供热一体化的耦合系统。引入背压式供热汽轮机和背压式脱碳汽轮机取代低压汽轮机,背压式供热汽轮机和背压式脱碳汽轮机的排气分别给供热过程和脱碳过程提供热源;进一步地,通过吸收式换热技术高效回收脱碳系统释放的低温余热,大幅提高了耦合系统的供热能力。

现如今,在热电联产的许多案例中,供热的单位收益总体而言甚至高于发电收益,例如,2022 年江苏

220 kV 电网输配电价约为 28.17 元/GJ, 而临近的山东地区供热出厂价格高达 41.60 元/GJ^[21-22]。笔者通过系统集成优化, 在实现 90% 碳捕集效率的前提下, 有效提高了电厂在碳中和背景下热电联产的热经济性, 为电厂未来的发展方向提供了一条节能减排的技术路线。

1 电厂热力系统、脱碳系统和供热系统简介

电厂热力系统选取 1 000 MW 的超临界机组, 其发电流程如图 1 所示。锅炉出口的过热蒸汽 (压力为

26.25 MPa、温度为 600 °C) 进入高压汽轮机内做功, 高压汽轮机的排汽 (压力为 5.56 MPa、温度为 354 °C) 进入锅炉再热; 再热蒸汽 (压力为 5 MPa、温度为 600 °C) 进入中压汽轮机和低压汽轮机做功; 低压汽轮机的排汽 (压力为 5.8 kPa、温度为 35.4 °C) 进入凝汽器冷凝后变成给水; 给水依次通过 8 个加热器 (1、2、3 号高压加热器, 4 号除氧器, 5、6、7、8 号低压加热器) 加热后 (压力为 32.7 MPa、温度为 290 °C) 返回锅炉; 8 个加热器的热源来自于汽轮机内的抽汽。所选参考系统性能参数详见表 1。

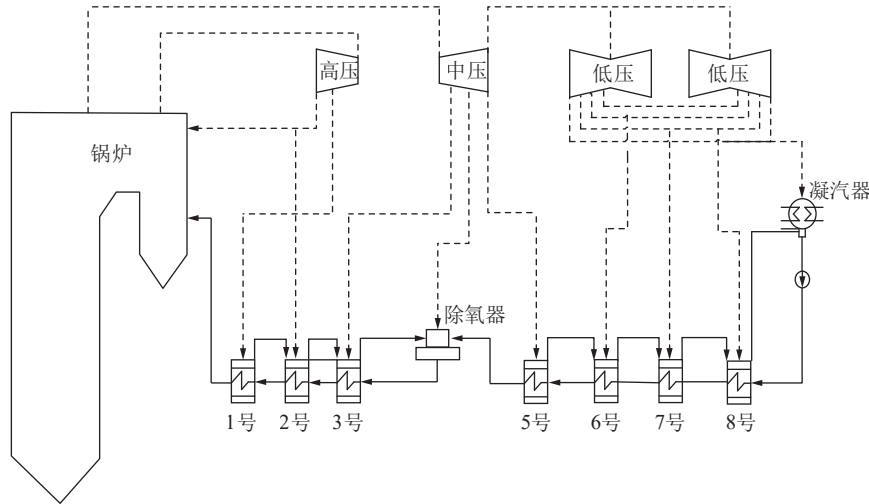


图 1 电厂发电系统流程

Fig.1 Flow chart of power generation system

表 1 1 000 MW 燃煤电厂整体性能参数

Table 1 Overall performance parameters of 1 000 MW coal-fired power plant

项目	取值	项目	取值	项目	取值			
元素分析	w(C)/%	56.26	工业分析	固定碳/%	41.22	热力参数	低位发热量/(MJ · kg ⁻¹)	20.03
	w(H)/%	3.79		挥发分/%	31.93		给煤量/(t · h ⁻¹)	395.56
	w(O)/%	12.11		水分/%	18.10		毛发电量/MW	1 000.03
	w(N)/%	0.82		灰分/%	8.75		厂用电/MW	50.00
	w(S)/%	0.17					净发电量/MW	950.03
							总输入热量/MW	2 200.85
				净发电效率/%	43.17			

图 2 给出了基于固体胺基吸收剂的脱碳流程示意^[20]。脱硫后的烟气被吹入吸收塔, 烟气中 90% 的 CO₂ 被吸收, 吸收塔出口的气固混合物通过旋风分离器实现分离, 脱碳后的洁净排气直接排入大气中, 吸收剂被送入再生塔中, 再生塔内输入热量, 使得吸收剂解析出 CO₂, 解析出的 CO₂ 进入 CO₂-H₂O 冷凝器中降温除水, 接着通过多级压缩和级间冷却得到高纯度 CO₂, 实现 CO₂ 捕集; 再生的吸收剂送回吸收塔中

进行循环利用。由于吸收塔 (65 °C) 和再生塔 (120 °C) 的温度差, 利用冷却水回收再生塔出口吸收剂的废热, 用于预热吸收塔出口的吸收剂。冷却水 (55 °C) 在吸收剂冷却器中加热 (110 °C), 然后在吸收剂预热器中放热至 75 °C。再生塔出口吸收剂 (120 °C) 在吸收剂冷却器中冷却至 65 °C, 吸收塔出口的吸收剂 (65 °C) 加热至 98.4 °C。

供热系统如图 3 所示, 汽水系统抽取蒸汽依次加

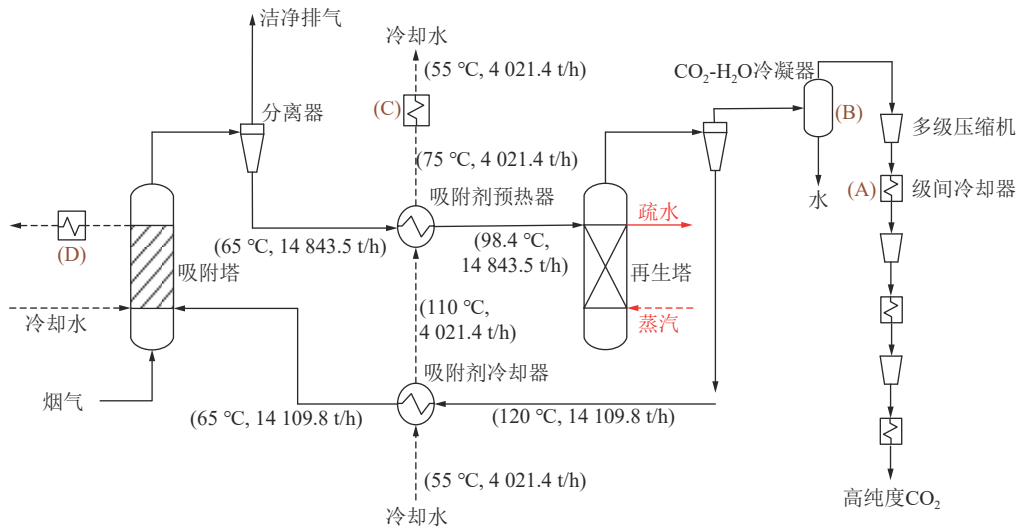


图 2 基于固体胺基吸收剂的脱碳系统流程

Fig.2 Flow chart of decarbonization system based on solid amine adsorbent

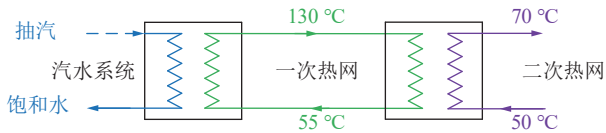


图 3 一次/二次供热系统流程

Fig.3 Flow chart primary/secondary heating system

热一次热网水和二次热网水的循环水。热量释放后, 蒸汽冷凝成饱和水, 返回汽水系统。本文一次热网和二次热网的循环水温度分别为 55~130 °C 和 50~70 °C。

2 发电-脱碳-供热耦合系统

图 4 为笔者提出的基础发电-脱碳-供热耦合系统流程, 由于脱碳系统在吸收剂再生流程中存在大量的供热需求, 在本研究的早期工作中计算得出, 若使

用公用工程提供此处的热能, 将产生高达 769.417 MW 的额外能耗, 相当于发电系统总输入热量的 34.96%, 将显著降低电厂的净发电量。

因此, 本研究对发电系统进行改造, 直接将其中品位合适的部分热能用于脱碳过程, 形成较为合理的耦合系统, 在此基础上进行进一步优化。

基础系统耦合方案 A 引入背压式供热汽轮机和背压式脱碳汽轮机取代低压汽轮机, 背压式供热汽轮机的排汽 (压力为 0.583 MPa、温度为 291.1 °C) 给供热系统提供热源、背压式脱碳汽轮机的排汽 (压力为 0.270 MPa、温度为 207 °C) 用于给脱碳系统提供热源。

蒸汽在供热系统和脱碳系统放热后冷凝成饱和水, 由于此处饱和水混合温度较高, 6、7、8 号低压加

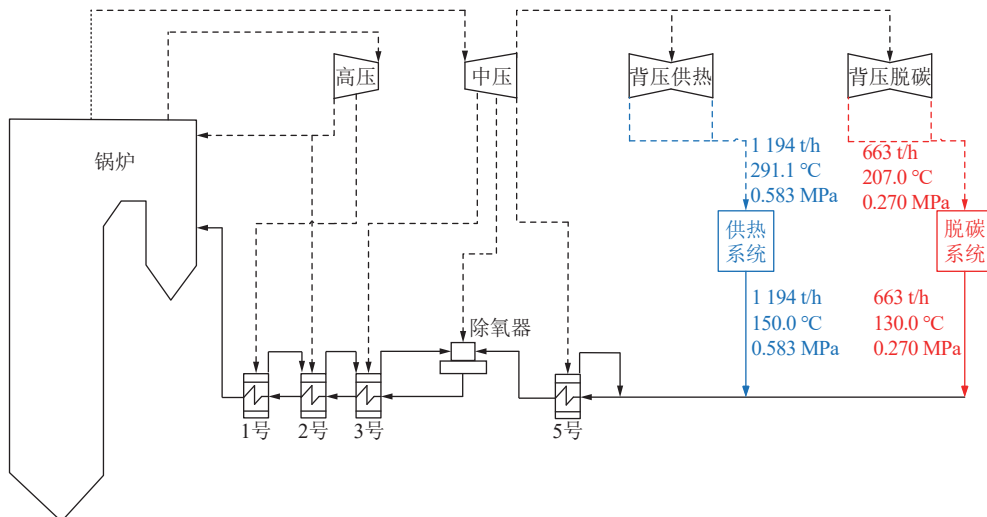


图 4 发电-脱碳-供热耦合系统 (耦合方案 A)

Fig.4 Coupling system of power generation, decarbonization and heating (Coupling scheme A)

热器和凝汽器被从系统中移除,只保留 5 号低压加热器、后续的除氧器及中高温加热器。

本研究在 Aspen Plus 商业软件上进行了模拟工作,对象系统包括 3 部分:锅炉系统、汽轮机系统以及脱碳系统。

对于锅炉系统,煤在炉膛内燃烧,烟气、水、蒸汽在各个换热装置内进行热传递,在 Aspen Plus 软件中,选择 PENG-ROB 物性方法。煤燃烧过程分 2 步,有 RYield 模块和 RGibbs 模块实现。RYield 模块作为分解过程将非常规组分的煤按其元素分解成对应的单质,RGibbs 模块根据吉布斯自由能最小原则来计算上一部分解出的单质元素完全燃烧达到平衡时会生成的产物。锅炉受热面的布置和省煤器以及空气预热器有 HeatX 模块模拟,代表烟气和水以及空气的换热过程。对于汽轮机系统,汽轮机部分分为高压缸,中压缸以及低压缸 3 个部分在 Aspen Plus 软件中,选择

STEAM-TA 物性方法。汽轮机采用 Compr 模块,换热器采用 HeatX 模块, Mixer 和 FSplit 模块用于汽水的混合与分离。

脱碳系统主要包括吸收器,再生器,冷却器和换热装置。在 Aspen Plus 中,选择 PENG-ROB 物性方法。由于吸收反应中化学反应方程式确定,吸收器和再生器均采用 RStoic 模块,换热器采用 HeatX 模块,气固分离采用 SSplit 模块,压气器采用 Compr 模块。

由表 2 可知,当原燃煤电厂低压汽轮机被背压式供热汽轮机和背压式脱碳汽轮机取代后,系统其他部件仍可按照原有状态继续运行,高压汽轮机和中压汽轮机的发电量保持不变,低压部分的发电量由原燃煤电厂的 324.16 MW 降至耦合系统的 15.17 MW 和 29.26 MW。同时,脱碳系统的电耗使得耦合系统的厂用电增加了 145.31 MW。

表 2 发电-脱碳-供热耦合系统的热力性能

Table 2 Thermal performance of power generation, decarbonization and heating coupling system

项目	原燃煤电厂	耦合方案A
发电系统	高压汽轮机/MW	+306.05
	中压汽轮机/MW	+369.83
	低压汽轮机/MW	+324.16
	背压式供热汽轮机/MW	—
	背压式脱碳汽轮机/MW	—
	常规厂用电/MW	-50.00
	脱碳系统厂用电/MW	—
	脱碳效率/%	—
热力性能	供热量/MW	785.06
	净发电量/MW	+950.04
	锅炉热输入/MW	2 200.85
	发电效率/%	43.17
	效率损失/%	—
		90
		-19.32

从整体热力性能来看,该耦合系统在实现 90% 脱碳效率和 785.06 MW 供热量的前提下,净发电量为 950.04 MW 降至到 525.00 MW,发电能力仅损失 425 MW,效率由 43.17% 降至到 23.85%,仅造成 19.32% 的发电效率损失,还可额外生产 785.06 MW 的供热用于出售,一定程度上弥补了相关经济性损失。

3 基于吸收式换热技术新型耦合系统的集成优化

在实际生产中,脱碳系统虽然消耗一定的热能来维持其循环,但也会释放出大量的低温余热^[23]。在固

体胺基吸收剂脱碳系统中(图 2),脱碳系统释放的低温余热主要包括:①级间冷却低温余热(25~160 ℃);② CO₂-H₂O 冷凝低温余热(25~120 ℃);③ 吸收剂冷却低温余热(55~75 ℃);④ 吸收塔低温余热(65 ℃)。在燃煤电厂脱碳耦合系统中,脱碳系统释放的低温余热通常用于加热电厂凝汽器出口给水,进而节省低压加热器抽汽,降低脱碳系统带来的效率损失^[24]。然而,图 3 所示的发电-脱碳-供热耦合系统中,供热系统与脱碳系统出口的混合给水温度超过了 130 ℃,因而无法回收脱碳系统释放的低温余热。考虑到供热系统的温度范围,脱碳系统释放的低温余热可以回收用于

加热一次热网循环水温度, 进而提高耦合系统的供热能力。

图 5 给出了优化的发电-脱碳-供热的耦合系统(耦合方案 B)。板式换热器出口的一次热网水分为 4 路加以利用(表 3)以减小换热中的烟损失: ① 第 1 路经过供热加热器 4 吸收 CO₂ 压缩冷却余热, 温度从 55 °C 升至 130 °C; ② 第 2 路经过供热加热器 3 吸收 CO₂-H₂O 冷凝余热, 温度从 55 °C 升至 75 °C; ③ 第 3

路经过供热加热器 2, 温度从 55 °C 升至 130 °C; ④ 第 4 路吸收吸收剂冷却低温余热, 温度从 55 °C 升至 75 °C。紧接着, 吸收剂预热器出口的一次热网水(75 °C)与供热加热器 3 出口的一次热网水(75 °C)混合, 经过供热加热器 1 后加热至 130 °C。最后, 供热加热器 1、2 和 4 出口的一次热网水(130 °C)返回至板式换热器放热至 55 °C, 将二次热网水从 50 °C 加热至 70 °C。

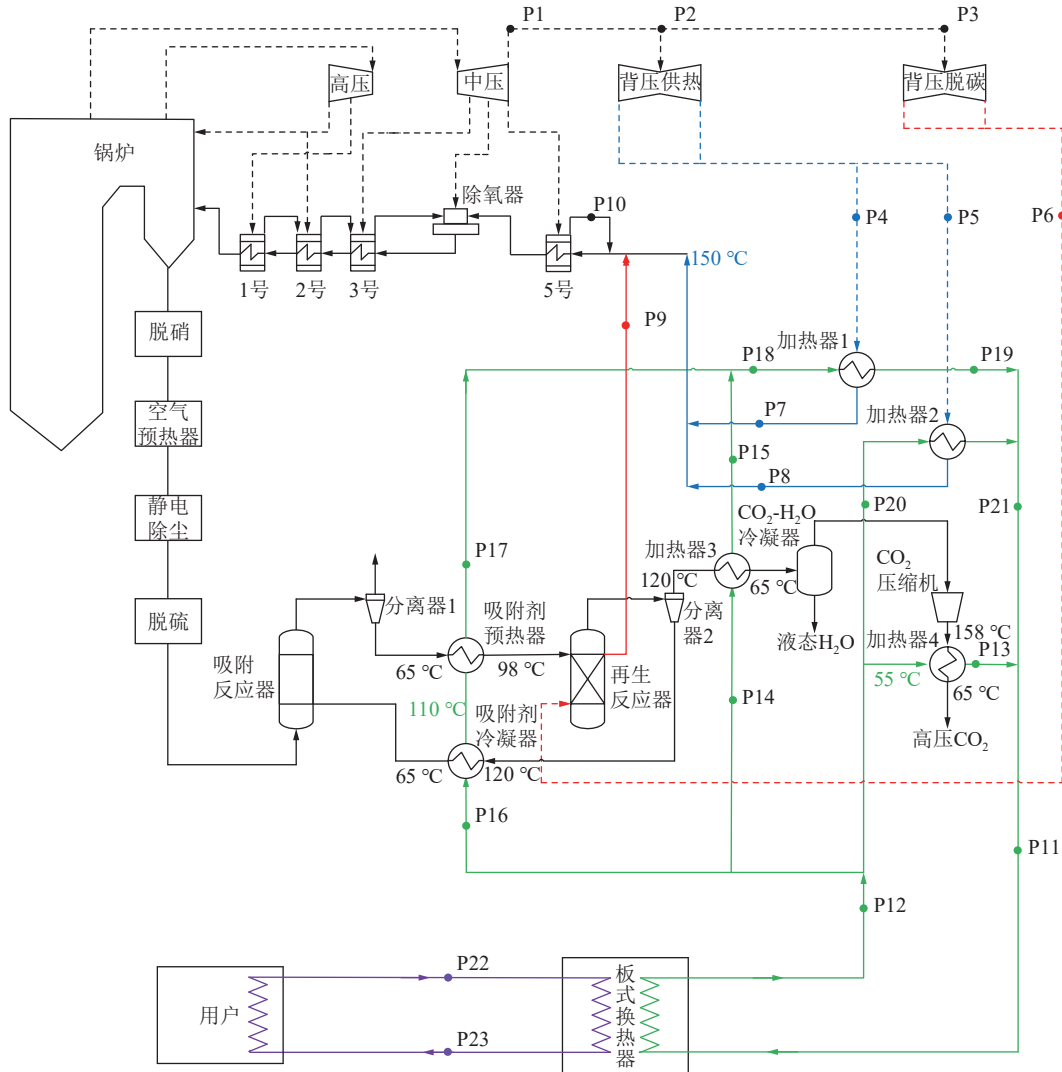


图 5 优化的发电-脱碳-供热耦合系统(耦合方案 B)

Fig.5 Optimized power-decarbonization and heat-supply coupling system (Coupling scheme B)

由于吸收塔较低的运行温度, 耦合方案 B 未能回收吸收塔释放的低温余热。然而, 尽管吸收塔释放的低温余热温度较低, 但其释放的热量总量较高, 见表 3, 吸收塔释放的低温余热达到了 251.02 MW, 占脱碳系统释放的总低温余热近 50%。若能结合低温余热利用技术回收吸收塔低温余热, 耦合系统将取得显著的节能效果。

鉴于此, 在耦合方案 C 中, 向系统中引入了吸收

式换热器以回收低温余热。吸收式换热器是一种高效的低温余热利用技术^[25], 在热电联产领域得到了广泛的应用。图 6 给出了吸收式换热器的工作原理。吸收式换热器由 1 个吸收式热泵和 1 个水-水换热器组成。在吸收式换热器中, 一次热网水首先进入发生器 G 为吸收式热泵提供高温热源, 温度从 130 °C 降至 85 °C; 接着, 一次热网水进入水-水换热器放热, 温度从 85 °C 降至 55 °C; 最后, 一次热网水进入蒸发器

E为吸收式热泵提供低温热源,温度从55℃降至25℃。二次热网水分为2路,一路进入水-水换热器吸热,温度从50℃升至80℃,另一路依次进入吸收式热泵的吸收器A和冷凝器C吸热,温度从50℃升至68℃,两路水混合后达到70℃将热量提供给用户。

吸收式换热器将一次热网水的温度范围由70~130℃扩大至25~130℃,在保证相同供热量下降低了一次热网水的流量;同时,由于一次热网水的最低温度降至25℃,吸收式换热器可高效回收热力系统的低温余热。

表3 耦合方案B的详细温度分布

Table 3 Detailed temperature distribution of Case B

参数点	物质相态	压力/MPa	温度/℃	质量流量/(t·h ⁻¹)
P1	蒸汽	0.583	291.1	1 857.64
P2	蒸汽	0.583	291.1	1 194.64
P3	蒸汽	0.583	291.1	663.00
P4	蒸汽	0.476	267.6	541.17
P5	蒸汽	0.476	267.6	653.47
P6	蒸汽	0.270	207.0	663.00
P7	水	1.288	150.1	541.17
P8	水	1.288	150.1	653.47
P9	水	1.288	130.1	663.00
P10	水	1.288	141.0	65.88
P11	水	0.900	130.0	10 993.45
P12	水	0.900	55.0	10 993.45
P13	水	0.900	130.0	572.00
P14	水	0.900	55.0	1 500.00
P15	水	0.900	75.0	1 500.00
P16	水	0.900	55.0	4 021.45
P17	水	0.900	75.0	4 021.45
P18	水	0.900	75.0	5 521.45
P19	水	0.900	130.0	5 521.45
P20	水	0.900	55.0	4 900.00
P21	水	0.900	130.0	4 900.00
P22	水	0.900	50.0	41 225.43
P23	水	0.900	70.0	41 225.43

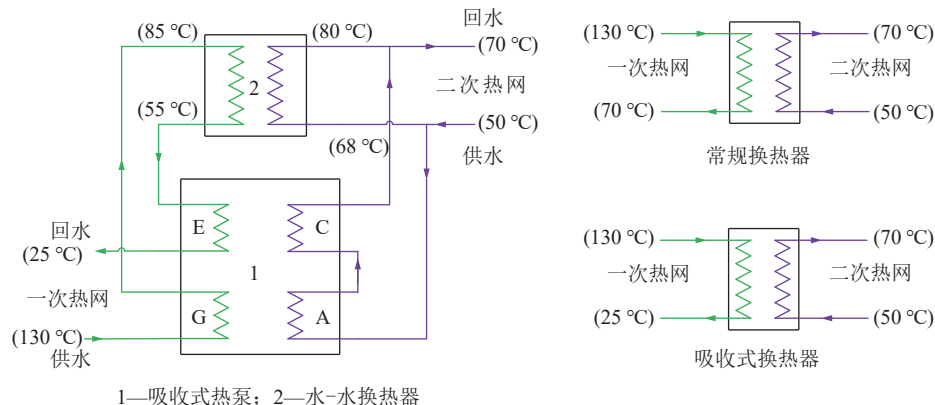


图6 吸收式换热器工作原理

Fig.6 Working principle of absorption heat exchanger

如图 7 所示, 引入吸收式换热器后形成了新型发电-脱碳-供热的耦合系统 (耦合方案 C), 其模拟中的温度分布见表 4, 吸收式换热器出口的一次热网水分为 4 路以高效利用: ① 第 1 路经过供热加热器 5 吸收 CO₂ 压缩冷却余热, 温度从 25 °C 升至 130 °C; ② 第 2 路经过供热加热器 4 吸收 CO₂-H₂O 冷凝余热, 温度从 25 °C 升至 75 °C; ③ 第 3 路经过供热加热器 3, 温度从 25 °C 升至 130 °C; ④ 第 4 路吸收吸收塔排放的余热, 温度从 25 °C 升至 55 °C。紧接着, 吸收塔出

口的一次热网水 (55 °C) 分成 2 路: ① 一路经过供热加热器 1 后加热至 130 °C; ② 另一路经过吸收剂冷凝器和吸收剂预热器后温度上升至 75 °C, 并与供热加热器 4 出口的一次热网水 (75 °C) 混合, 经过供热加热器 2 后加热至 130 °C。最后, 供热加热器 1、2、3 和 5 出口的一次热网水 (130 °C) 返回至吸收式换热器放热至 25 °C, 将二次热网水从 50 °C 加热至 70 °C。表 5 对新型发电-脱碳-供热耦合系统的热力性能进行了对比。

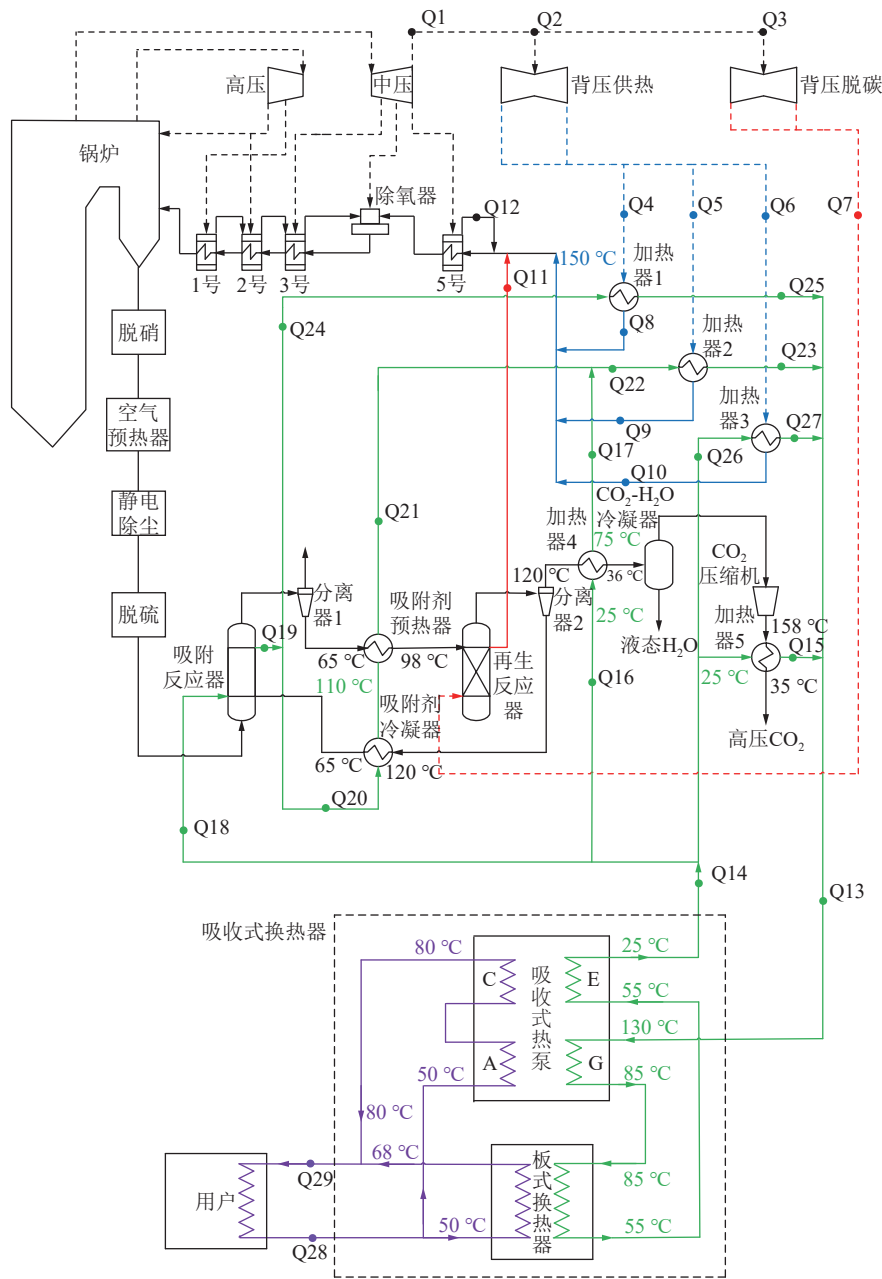


图 7 新型发电-脱碳-供热耦合系统 (耦合方案 C)

Fig.7 New power-decarbonization heating coupling system (coupling scheme C)

余热回收效率定义为回收余热与排放余热的比值。在脱碳系统中, CO₂ 压缩冷却余热、CO₂-H₂O

冷凝余热、吸收剂冷却余热和吸收塔余热释放量为 105.54、95.42、93.35、251.02 MW。在耦合方案

表 4 耦合方案 C 的详细温度分布
Table 4 Detailed temperature distribution of Case B

参数点	物质相态	压力 /MPa	温度 /℃	质量流量 /(t · h ⁻¹)
Q1	蒸汽	0.583	291.1	1 857.64
Q2	蒸汽	0.583	291.1	1 194.64
Q3	蒸汽	0.583	291.1	663.00
Q4	蒸汽	0.476	267.6	531.61
Q5	蒸汽	0.476	267.6	426.49
Q6	蒸汽	0.476	267.6	236.54
Q7	蒸汽	0.270	207.0	663.00
Q8	水	1.288	150.1	531.61
Q9	水	1.288	150.1	426.49
Q10	水	1.288	150.1	236.54
Q11	水	1.288	130.1	663.00
Q12	水	1.288	141.0	65.88
Q13	水	0.900	130.0	10 478.94
Q14	水	0.900	25.0	10 478.94
Q15	水	0.900	130.0	587.50
Q16	水	0.900	25.0	1 400.00
Q17	水	0.900	75.0	1 400.00
Q18	水	0.900	25.0	7 221.45
Q19	水	0.900	55.0	7 221.45
Q20	水	0.900	55.0	4 021.45
Q21	水	0.900	75.0	4 021.45
Q22	水	0.900	75.0	5 421.45
Q23	水	0.900	130.0	5 421.45
Q24	水	0.900	55.0	3 200.00
Q25	水	0.900	130.0	3 200.00
Q26	水	0.900	25.0	1 270.00
Q27	水	0.900	130.0	1 270.00
Q28	水	0.900	50.0	55 014.43
Q29	水	0.900	70.0	55 014.43

B 中,通过系统集成,CO₂ 压缩冷却余热、CO₂-H₂O 冷凝余热和吸收剂冷却余热的回收量分别达到了 54.70、34.82、93.35 MW,但由于吸收塔余热未能回收,余热回收效率仅为 33.53%。耦合方案 C 采用吸收式换热器,将一次热网水最低温度降至 25 ℃,大幅提高了脱碳系统余热回收量:① 一方面,高效回收了吸收剂冷却余热 (251.02 MW);② 另一方面,降低供热加热器的冷端温度有利于脱碳系统低温余热的回收,CO₂ 压缩冷却余热和 CO₂-H₂O 冷凝余热的回收量由耦合方案 B 的 54.70 MW 和 34.82 MW 提升至耦合方案 C 的 78.34 MW 和 81.16 MW;以上原因使得耦合方案 C 的余热回收效率达到了 92.40%,相较于耦合方案 B

余热回收效率显著增长了 58.87%。

在热力性能方面,相较于耦合方案 A,耦合方案 B 在维持 525.01 MW 发电量的前提下,系统的供热能力由 785.06 MW 提升至 967.94 MW;而耦合方案 C 余热回收效率由耦合方案 B 的 33.53% 提升至 92.40%,使得系统的供热能力进一步提升至 1 288.94 MW,进一步改善了系统的经济性能,显著增加了其可推广性。

4 结 论

(1) 基于燃煤电厂发电系统、固体胺吸收剂脱碳系统以及一次/二次供热系统,提出了一种发电-脱碳-

表 5 新型发电-脱碳-供热耦合系统的热力性能对比

Table 5 Comparison of thermal performance of the new generation - decarbonization - heating coupling system

项目	耦合系统			
	A	B	C	
脱碳系统余热释放量	CO ₂ 压缩冷却余热释放/MW	105.54	105.54	105.54
	CO ₂ -H ₂ O冷凝余热释放/MW	95.42	95.42	95.42
	吸收剂冷却余热释放/MW	93.35	93.35	93.35
	吸收塔余热释放/MW	251.02	251.02	251.02
脱碳系统余热回收量	CO ₂ 压缩冷却余热回收/MW	—	54.70	78.34
	CO ₂ -H ₂ O冷凝余热回收/MW	—	34.82	81.16
	吸收剂冷却余热回收/MW	—	93.35	93.35
	吸收塔余热回收/MW	—	—	251.02
热力性能	余热回收效率/%	—	33.53	92.40
	供热量/MW	785.06	967.94	1 288.94
	净发电量/MW	525.00	525.00	525.00

供热一体化的耦合系统, 并采用吸收式换热技术进一步提高了耦合系统的热力性能。

(2) 背压式供热汽轮机和背压式脱碳汽轮机的排气参数分别与供热系统和脱碳系统所需热源参数相匹配, 可作为供热系统和脱碳系统的热源, 以节约脱碳系统能耗。

(3) 引入背压式供热汽轮机和背压式脱碳汽轮机取代低压汽轮机的基础耦合方案, 在实现 90% 脱碳效率之前提下, 仅造成 19.32% 发电效率损失, 且额外产出 785.06 MW 供热量。

(4) 依据热能品位改造一次热网以进一步回收脱碳系统中产生的余热形成方案 B, 耦合系统的供热能力从 785.06 MW 提高到 967.94 MW, 能以较小的代价进一步改善经济性能。

(5) 采用吸收式换热技术进一步高效回收 90% 以上脱碳系统释放的低温余热形成方案 C, 耦合系统的供热能力从 967.94 MW 提升至 1 288.94 MW, 供热能力升高 65%, 节能效果显著。

参考文献(References):

- [1] AN Q X, ZHU K F, XIONG B B, et al. Carbon resource reallocation with emission quota in carbon emission trading system[J]. *Journal of Environmental Management*, 2023, 327: 116837.
- [2] The Chinese government net: <http://www.gov.cn/xinwen/2021zccfh/30/index.htm>.
- [3] YADAV S, MONDAL S. S. Review on the progress and prospects of oxy-fuel carbon capture and sequestration (CCS) technology[J]. *Fuel*, 2022, 308: 122057.
- [4] CAO M Y, ZHAO L H, XU D W, et al. A reactive separation process for pre-combustion CO₂ capture employing oxygen-blown coal gasifier off-gas[J]. *Chemical Engineering Journal*, 2021, 420: 127694.
- [5] TIWARI S C, BHARDWAJ A, NIGAM K D P, et al. A strategy of development and selection of absorbent for efficient CO₂ capture: an overview of properties and performance[J]. *Process Safety and Environmental Protection*, 2022, 163: 244–273.
- [6] 卢雄, 魏博, 王建江, 等. 基于准东煤富氧燃烧的 660 MW 超超临界锅炉热力系统结构优化分析[J]. *动力工程学报*, 2023, 43(10): 1276–1284.
LU Xiong, WEI Bo, WANG Jianjiang, et al. Structure optimization analysis of thermal system in a 660 MW ultra-supercritical boiler with Zhundong coal oxygen-enriched combustion[J]. *Journal of Chinese Society of Power Engineering*, 2023, 43(10): 1276–1284.
- [7] 李林, 段伦博, 武万强, 等. 煤颗粒流化床增压富氧燃烧脱挥发分模型[J]. *煤炭学报*, 2022, 47(11): 3906–3913.
LI Lin, DUAN Lunbo, WU Wanqiang, et al. Model on devolatilization of coal particle in fluidized bed under pressurized oxy-fuel combustion[J]. *Journal of China Coal Society*, 2022, 47(11): 3906–3913.
- [8] REN L X, CHANG F L, KANG D Y, et al. Hybrid membrane process for post-combustion CO₂ capture from coal-fired power plant[J]. *Journal of Membrane Science*, 2020, 603: 118001.
- [9] 桑树勋, 袁亮, 刘世奇, 等. 碳中和地质技术及其煤炭低碳化应用前瞻[J]. *煤炭学报*, 2022, 47(4): 1430–1451.
SANG Shuxun, YUAN Liang, LIU Shiqi, et al. Geological technology for carbon neutrality and its application prospect for low carbon coal exploitation and utilization[J]. *Journal of China Coal Society*, 2022, 47(4): 1430–1451.
- [10] GOTO K, YOGO K, HIGASHI T. A review of efficiency penalty in a coal-fired power plant with post-combustion CO₂ capture[J]. *Applied Energy*, 2013, 111: 710–720.
- [11] HU Y, ZHANG L B, LV H, et al. A low energy consumption decarbonization natural gas combined cycle power generation system based on LiBr/H₂O absorption heat transformer[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2021, 109: 103389.

- [12] XU C, LI X S, LIU X, et al. An integrated de-carbonization supercritical coal-fired power plant incorporating a supplementary steam turbine, process heat recovery and a modified boiler structure[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2020, 178: 115532.
- [13] WU Y, CHEN X P, MA J L, et al. System integration optimization for coal-fired power plant with CO₂ capture by Na₂CO₃ dry sorbents[J]. *Energy*, 2020, 211: 118554.
- [14] WU Y, CHEN X P, MA J L, et al. System integration for coal-fired power plant with post combustion CO₂ capture: Comparative study for different solid dry sorbents[J]. *Fuel*, 2020, 280: 118561.
- [15] 任洪波, 王楠, 吴琼, 等. 考虑阶梯型碳交易的多负荷聚合商协同优化调度与成本分配[J]. *电力建设*, 2024, 45(2): 171–182.
REN Hongbo, WANG Nan, WU Qiong, et al. Collaborative optimal scheduling and cost allocation of multiload aggregator considering ladder-type carbon trading[J]. *Electric Power Construction*, 2024, 45(2): 171–182.
- [16] GE Z H, ZHANG F X, SUN S M, et al. Energy analysis of cascade heating with high back-pressure large-scale steam turbine[J]. *Energies*, 2018, 11(1): 119.
- [17] 李瑞, 刘随心, 苏小莉, 等. 冬季采暖期气象条件对 PM_{2.5} 等空气质量要素的影响——以咸阳市为例[J]. *地球环境学报*, 2023, 14(5): 626–638.
LI Rui, LIU Suixin, SU Xiaoli, et al. The effect of meteorological conditions on PM_{2.5} and other air quality factors in winter heating period: a case study of Xianyang City[J]. *Journal of Earth Environment*, 2023, 14(5): 626–638.
- [18] KABEYI M J B, OLANREWAJU O A. Cogeneration potential of an operating diesel engine power plant[J]. *Energy Reports*, 2022, 8: 744–754.
- [19] EARDLEY S, CHOI J K, HONG T, et al. Decarbonization potential of regional combined heat and power development[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2024, 189: 114038.
- [20] ASADI J, KAZEMPOOR P. Advancing power plant decarbonization with a flexible hybrid carbon capture system[J]. *Energy Conversion and Management*, 2024, 299: 117821.
- [21] 陈梓浩, 高硕, 刘雨菁, 刘子屹, 王康, 2023 电力市场化改革洞察: 面向市场参与者的 20 大趋势[R]. 落基山研究所&清华四川能源互联网研究院, 2023.
- [22] 菏泽市发展和改革委员会. 关于重新明确菏泽城区集中供热价格有关问题的通知[EB/OL]. (2023–10–26)[2024–08–08], <http://www.heze.gov.cn/0530/2c908088819842f701819a1ddd0e000f/1717740657164103680.html>.
- [23] 谢玮祎, 陈晓平, 马吉亮, 等. 基于钠基吸附剂的烟气脱碳系统余热利用研究[J]. *化工进展*, 2020, 39(2): 720–727.
XIE Weiyi, CHEN Xiaoping, MA Jiliang, et al. Waste heat recovery from sodium-based CO₂ capture process in coal-fired power plants[J]. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 2020, 39(2): 720–727.
- [24] XU G, XU C, YANG Y P, et al. A novel flue gas waste heat recovery system for coal-fired ultra-supercritical power plants[J]. *Applied Thermal Engineering*, 2014, 67(1-2): 240–249.
- [25] LI Y, FU L, ZHANG S G, et al. A new type of district heating method with co-generation based on absorption heat exchange (co-ah cycle)[J]. *Energy Conversion and Management*, 2011, 52(2): 1200–1207.