

DOI: 10.19666/j.rlfed.202209207

# 低压缸零出力改造对配备碳捕集燃煤电站 灵活性提升作用分析

刘 骏, 袁 鑫, 陈 衡, 潘佩媛, 徐 钢, 王修彦  
(华北电力大学能源动力与机械工程学院, 北京 102206)

[摘 要] 为研究脱碳对火电机组的影响, 建立仿真模型分析了火电机组碳捕集改造常规方案的性能变化, 进一步提出了低压缸零出力方案提升机组灵活性。常规方案以中压缸排汽为再沸器热源, 低压缸零出力方案切断低压缸进汽。一方面, 以 300 MW 燃煤电站为例, 分别对 2 种方案进行分析; 另一方面, 以西北某省为研究对象, 预测 2 种方案对全省火电的影响。结果表明: 常规方案下机组出力空间由 87~300 MW 缩减至 147~217 MW, 额定工况的供电效率由 37.32% 下降至 27.02%, 机组最小负荷率约升高至 70%; 采用低压缸零出力方案时, 机组负荷空间被拓宽到 47~217 MW, 为常规方案的 2.44 倍; 对于所讨论的西北省份而言, 常规方案下全省火电出力空间由 1 103~3 940 MW 缩减至 1 875~2 793 MW, 低压缸零出力方案下, 出力空间被拓宽为 550~2 793 MW。

[关 键 词] 碳捕集; 低压缸零出力; 模拟仿真; 灵活性

[引用本文格式] 刘骏, 袁鑫, 陈衡, 等. 低压缸零出力改造对配备碳捕集燃煤电站灵活性提升作用分析[J]. 热力发电, 2023, 52(4): 34-42. LIU Jun, YUAN Xin, CHEN Heng, et al. Analysis of the effect of zero-output modification of low-pressure turbine on the flexibility enhancement of coal-fired power plants equipped with carbon capture[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(4): 34-42.

## Analysis of the effect of zero-output modification of low-pressure turbine on the flexibility enhancement of coal-fired power plants equipped with carbon capture

LIU Jun, YUAN Xin, CHEN Heng, PAN Peiyuan, XU Gang, WANG Xiuyan  
(School of Energy, Power and Mechanical Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

**Abstract:** To study the effect of decarbonization on thermal power units, a simulation model is established to analyze the performance changes of the conventional scheme of carbon capture retrofitting in thermal power units. Moreover, a zero-output scheme of a low-pressure turbine is further proposed to improve the flexibility of the units. The conventional method uses the exhaust steam of the intermediate-pressure cylinder as the reboiler heat source, and the zero-output scheme of the low-pressure cylinder cuts off the low-pressure cylinder inlet steam. On one hand, the two methods are analyzed separately by taking a 300 MW coal-fired power unit as an example. On the other hand, the effects of the two schemes on thermal power units of the whole province is predicted by taking a province in northwest China as a research object. The results show that, the unit output range under the conventional scheme is reduced from 87~300 MW to 147~217 MW, and the power supply efficiency under rated operating conditions decreases from 37.32% to 27.02%. The minimum unit load ratio increases to about 70%. The unit load range is widened to 47~217 MW when the zero output scheme of the low-pressure cylinder is adopted, which is 2.44 times of that of the conventional scheme. For the discussed northwestern province, the thermal power output range is reduced from 1 103~3 940 MW to 1 875~2 793 MW under the conventional scheme, and the output range is widened to 550~2 793 MW under the low-pressure cylinder zero output scheme.

**Key words:** carbon capture; zero output of low-pressure cylinder; simulation; flexibility

收稿日期: 2022-09-21 网络首发日期: 2022-11-01

基金项目: 国家自然科学基金项目(52106008); 国家自然科学基金创新研究群体项目(51821004)

Supported by: National Natural Science Foundation of China (52106008); Science Fund for Creative Research Groups of the National Natural Science Foundation of China (51821004)

第一作者简介: 刘骏(1999), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为多能互补集成与运行优化, breeze\_liujun@126.com。

通信作者简介: 陈衡(1989), 男, 博士, 副教授, 主要研究方向为多能互补集成与运行优化, heng@ncepu.edu.cn。

在 2020 年 9 月举办的联合国大会上, 习近平主席提出我国的 CO<sub>2</sub> 排放力争于 2030 年前实现碳达峰, 努力争取 2060 年前实现碳中和<sup>[1]</sup>。基于我国电力与热力排放为全国碳排放最大源头的现状, 对火电机组进行碳捕集是一项在我国能源系统发展过程中极具重要性和紧迫性的战略任务。应用碳捕集技术有助于保证能源安全, 推动全国电力系统的深度减碳, 完善我国新型电力系统的建设。然而, 加装碳捕集装置会严重影响机组的出力空间, 对于正处在电力行业逐步向新能源转型的中国而言, 新能源的消纳以及全国用电稳定性都会受到较大影响。因此, 需要探究火电机组应用碳捕集装置对机组出力的影响机制, 提出新的方案保证碳捕集电厂的调峰能力; 而低压缸零出力技术因为兼顾机组运行的灵活性及供热能力, 在国内提高热电机组深度调峰能力方面得到了大规模的应用<sup>[2-3]</sup>。

针对火电机组加装碳捕集装置方面, 鞠付栋等<sup>[4]</sup>发现机组全容量脱碳条件下, 供电效率约下降 11.2%; 总的来看, 脱碳容量每提高 10%, 机组供电效率平均降低约 1.24%。张利君<sup>[5]</sup>提出了不同的碳捕集耦合方式, 采用添加小汽轮机的碳捕集耦合方式使得机组出力相对提升 43.45 MW。另外, 对于热电机组低压缸零出力改造, 王建勋<sup>[6]</sup>就超临界 650 MW 机组分析了低压缸零出力技术对机组灵活性调峰能力及经济性的影响。结果表明, 额定工况发电负荷由 458.6 MW 降至 353.3 MW, 热负荷由 540.6 MW 增加至 821.95 MW, 机组灵活性调峰能力及供热能力大幅增强。谢昌亚等<sup>[7]</sup>对某 350 MW 热电机组低压缸零出力方案进行了分析, 结果表明, 最大抽凝工况时, 低压缸零出力方案可使机组的电负荷降低 52 MW, 相同供热量下机组负荷可降低 29%。诸如上述, 大多数研究分析了单台机组进行碳捕集改造后机组性能受到的影响, 探究了低压缸零出力方案对热电机组灵活性的提升; 然而并没有相关研究将低压缸零出力方案与碳捕集机组进行结合, 进一步探讨全省火电装机在不同方案下可能发生的变化。

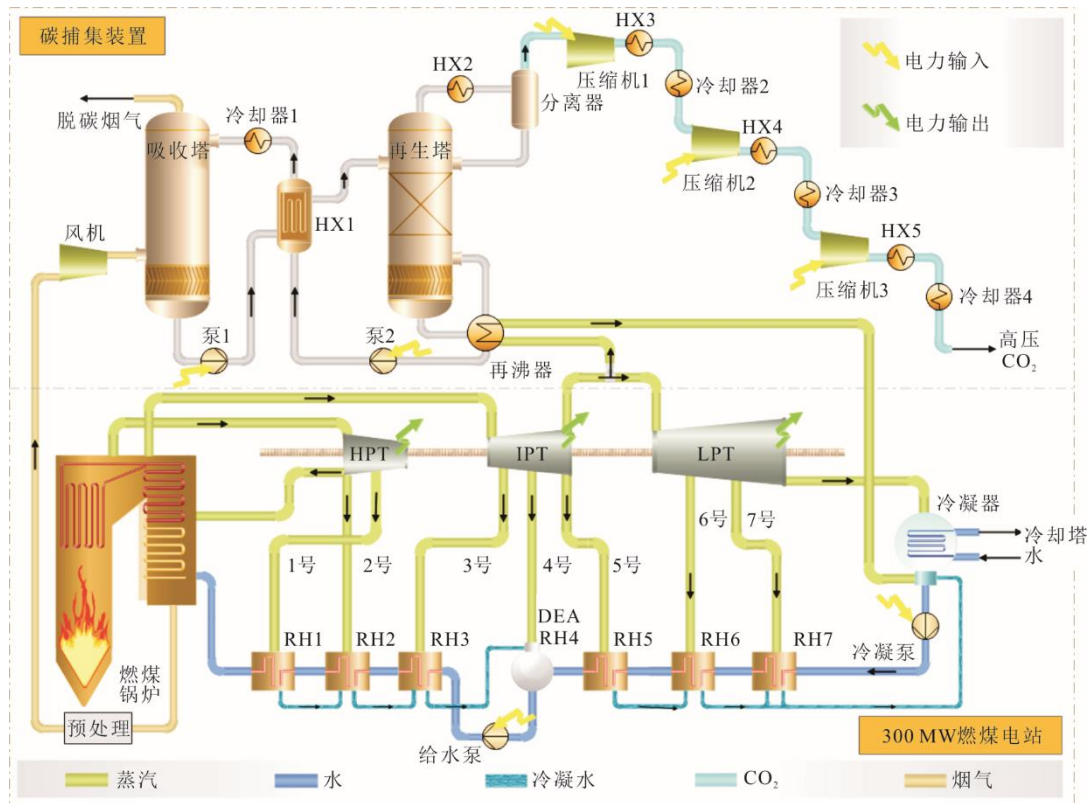
基于以上研究, 本文以 300 MW 燃煤电站为例, 使用单乙醇胺 (MEA) 作为化学试剂对烟气进行了燃烧后碳捕集, 然后分析了碳捕集机组的负荷空间变化。对常规碳捕集机组而言, 低压缸的最小进汽流量会受到一定的限制, 存在最低值, 因此碳捕集机组的负荷下降到一定程度之后将无法继续下降, 使得机组向下调峰的能力减弱。为了增强碳捕集机组的调峰灵活性, 本文提出了低压缸零出力方案,

并分析了该方案带来的灵活性提升; 然后以西北某省为对象, 针对全省火电机组, 对比分析所有机组经过碳捕集改造后的负荷空间变化, 并预测低压缸零出力方案可以为全省火电负荷空间带来的提升。

## 1 系统概述

燃煤电站应用燃烧后碳捕集装置的系统如图 1 所示。以 1 台 300 MW 的燃煤电站为例, 该燃煤电站锅炉产生的高温烟气经过一系列换热过程后离开了燃煤锅炉, 为了保证锅炉排烟能够达到碳捕集装置的要求, 锅炉排烟经过预处理后通过风机加压, 然后进入到碳捕集系统。碳捕集系统主要部件为吸收塔和再生塔。在吸收塔中, 烟气从底部进入, 溶液从顶部喷淋。在逆流过程中, 溶剂将吸收烟气中的 CO<sub>2</sub>, 形成富溶液从塔底流出。烟气中的 CO<sub>2</sub> 在稀溶液中溶解, 处理后的烟气将从塔顶部排出。吸收塔底部的富溶液被加压以完成剩余过程。加压富溶液进入贫/富液换热器 HX1, 与再生贫溶液交换热量, 然后从顶部进入解吸塔。在再生塔中, 再沸器吸收的热量使 MEA 溶液温度升高, 大量的水分蒸发为水蒸气, 与解吸出的 CO<sub>2</sub> 气体一同上升, 同时使富溶液中 CO<sub>2</sub> 和溶剂之间的键断裂。此气体混合物上升到顶部后进入再生塔冷却器 HX2 冷凝至 25 °C, 混合物中的大部分水被凝结下来进入再生塔顶部, 带有残留水分的 CO<sub>2</sub> (纯度可高达 99%) 进入压缩系统。再沸器底部的再生稀溶液被加压, 以通过 HX1, 贫溶液再通过冷却器 1 达到适当的吸收温度。由解吸塔塔顶释放的 CO<sub>2</sub> 则通过分离器, 多级压缩之后由管道运输至合适地点储存利用。在碳捕集装置吸收 CO<sub>2</sub> 并送出的整个过程中, 对 CO<sub>2</sub> 的多级压缩将会消耗大量电能, 同时还存在贫液泵、富液泵等辅助设备需要消耗电能, 在处理烟气时, 再沸器需要抽取大量的中压缸排汽, 更少的蒸汽在低压缸中做功, 机组的出力直接受到影响。碳捕集机组应用低压缸零出力方案如图 2 所示。

在该方案下, 为解除低压缸的最小进汽量限制<sup>[8]</sup>, 当机组负荷已经下降到常规碳捕集机组的最低出力状态时, 低压缸进汽被完全切断, 仅少部分蒸汽进入低压缸用于散去低压转子转动产生的鼓风热量<sup>[9-10]</sup>; 其他蒸汽可全部被抽出用于再沸器能耗或供热, 类似于背压式汽轮机组, 倘若处在非供热季等其他蒸汽无法得到妥善利用的时段, 中压缸出口蒸汽给再沸器供能后的剩余部分则可直接返回冷凝器冷凝。负荷需求在常规碳捕集机组可达到的范围时, 低压缸恢复进汽而正常做功发电。



HPT—高压缸；IPT—中压缸；LPT—低压缸；RH7、RH6、RH5、RH4、RH3、RH2、RH1—回热器。

图 1 配备碳捕集燃煤电站的系统

Fig.1 System diagram of a coal-fired power plant equipped with carbon capture

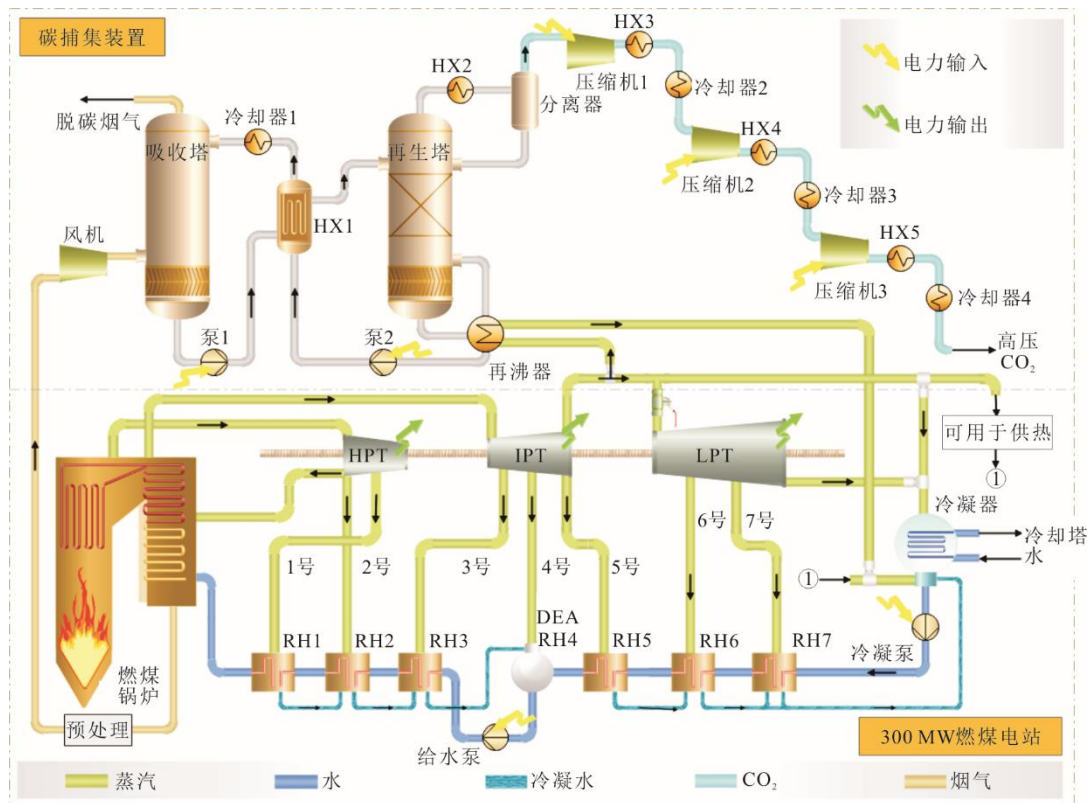


图 2 低压缸零出力方案的系统

Fig.2 Schematic diagram of the system with low-pressure cylinder zero-output solution

## 2 系统模拟

### 2.1 热力系统建模

使用软件 EBSILON Professional 和 Aspen Plus V11 进行系统模拟。其中, EBSILON Professional 是一款被广泛应用于电站设计、检查和优化的通用热力学建模组态软件,所包含的基本组件涵盖了火电纯凝机组、火电供热机组、煤气化发电、光伏发电、燃料电池、超临界 CO<sub>2</sub> 循环等各个方面;尤其针对于国内的典型火电机组,该软件可以模拟电站的变工况运行,灵活评估电站设备状态。Aspen Plus V11 是一款用于过程分析的商用模拟器<sup>[11]</sup>。该模拟器基于其严格的热力学和物理性质数据库,为化学过程

研究提供了一种方便、省时的方法,包括建模、集成和优化<sup>[12-13]</sup>。为了保证集成系统各部分的精确度,燃煤电站加装碳捕集装置的仿真模型由这 2 种软件共同实现。配备碳捕集燃煤电站的模型如图 3 所示。其中,案例燃煤电站通过 EBSILON Professional 建模,对所有工况进行了模拟,借助于该模拟仿真平台的热力系统循环热平衡,低压缸零出力方案的机组改造同样可以适用;而碳捕集装置模型的搭建由 Aspen Plus V11 实现。然而,在 Aspen Plus V11 中,没有专门的现有模型来代表碳捕集装置,因此有必要讨论如何集成软件现有模块来开发精确的模型。

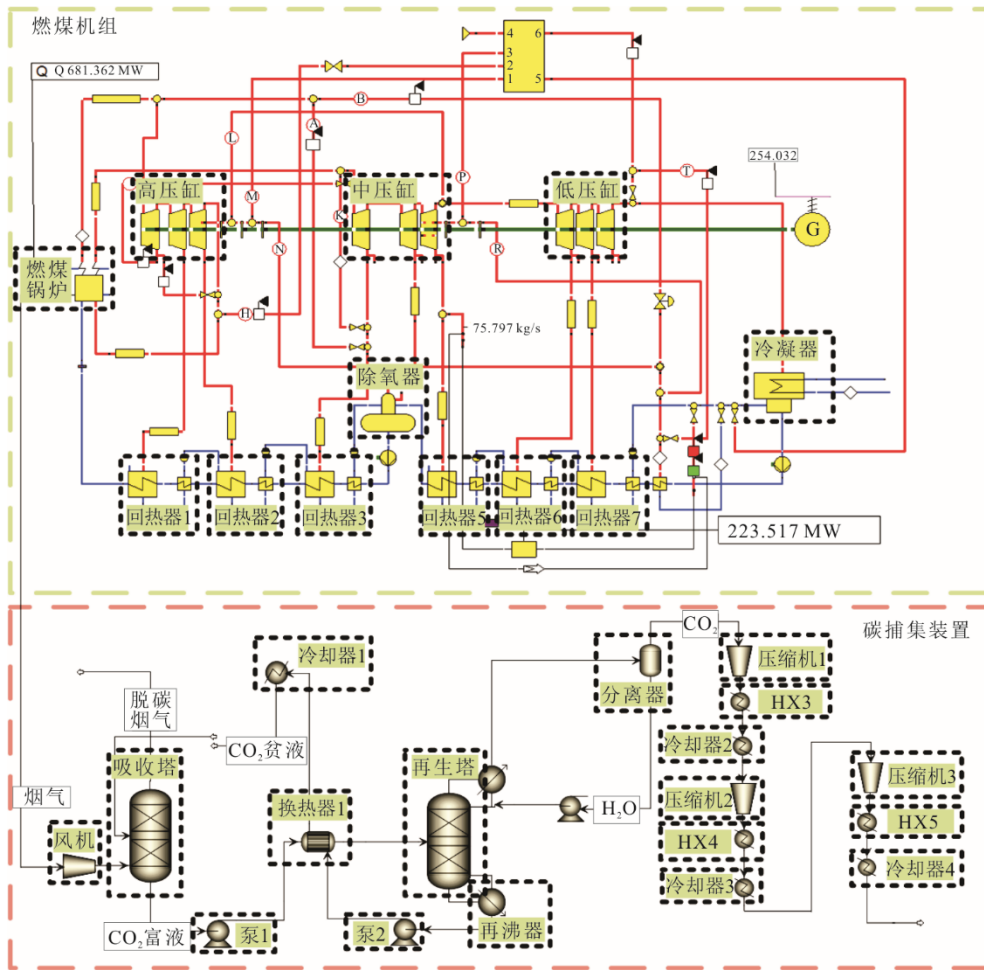


图3 配备碳捕集燃煤电站的模型示意  
Fig.3 Schematic diagram of the model of the coal-fired power station equipped with carbon capture

在集成系统中, 300 MW 案例机组不同工况下的烟气参数被输入到 Aspen Plus V11 中, 模拟仿真得到的热量需求被反馈至 EBSILON Professional 搭建的燃煤电站模型当中, 最终可以得到燃煤电站加装碳捕集装置后在各个工况下的实际出力。

### 2.2 系统参数

#### 2.2.1 300 MW 案例燃煤电站

本研究引入的 300 MW 案例燃煤电站来自中国西部某电厂。电厂设计数据来自电厂业主, 已由负责电厂的设计院验证。由图 1 可见, 在 300 MW 燃

煤电站子系统中, 燃煤锅炉的高温烟气产生了大量主蒸汽和再热蒸汽, 蒸汽依次通过高压缸 (HPT)、中压缸 (IPT) 和低压缸 (LPT), 冲动转子发电。低压缸排出的乏汽在冷凝器中冷凝, 并依次通过 7 个回热器, 预热后的给水最终返回锅炉形成循环。由该 300 MW 燃煤电站的锅炉说明书得到该电站燃用设计煤种的煤质成分分析见表 1。

表 1 300 MW 燃煤电站的燃煤参数  
Tab.1 Coal consumption parameters of a 300 MW coal-fired power station

工业分析 w/%			元素分析 w/%					低位热值/ (MJ·kg <sup>-1</sup> )
M <sub>ar</sub>	V <sub>daf</sub>	A <sub>ar</sub>	C <sub>ar</sub>	H <sub>ar</sub>	O <sub>ar</sub>	N <sub>ar</sub>	S <sub>ar</sub>	
5.04	51.67	47.33	34.73	1.95	9.63	0.41	0.91	12.76

综合考虑烟道过量空气系数对结果的影响, 本文计算了燃料燃烧时的理论空气量及过剩空气量等参数, 最终得到锅炉排烟成分。锅炉烟气被认为得到了完全的脱硫脱氮除尘等处理, 因此, 进入碳捕集装置的待脱碳烟气成分见表 2。通过运行 EBSILON Professional 所搭建的燃煤电站仿真模型, 该燃煤电站在 THA 工况下主要参数见表 3—表 4。

表 4 300 MW 燃煤电站回热系统参数  
Tab.4 Parameters of the reheat system of a 300 MW coal-fired power station

项目	RH1	RH2	RH3	DEA	RH5	RH6	RH7
抽汽	温度/℃	381.72	323.99	453.74	356.81	295.54	201.27
	压力/MPa	5.55	3.58	1.71	0.91	0.56	0.23
	流量/(kg·s <sup>-1</sup> )	17.19	20.10	9.73	7.50	11.04	10.48
排水	温度/℃	243.78	204.66	175.66		124.52	93.03
	流量/(kg·s <sup>-1</sup> )	17.19	37.29	47.02		11.04	21.52
给水	进口温度/℃	243.78	204.66	178.78	153.29	121.72	90.23
	出口温度/℃	272.21	243.78	204.66	178.78	153.29	121.72
	出口流量/(kg·s <sup>-1</sup> )	260.38	260.38	260.38	260.38	205.86	205.86

## 2.2.2 碳捕集装置

根据碳捕集位置的不同, 目前碳捕集技术主要分为燃烧前、燃烧后和富氧燃烧捕集 3 种<sup>[14-15]</sup>。其中, 燃烧后捕集因为工艺成熟、原理简单、适用性较强且不用改变电厂原有发电流程等优点成为我国燃煤电站实现碳捕集的主要技术, 这也是本研究所选用的捕集技术。具体到 CO<sub>2</sub> 的捕集方法, 不同的方法对电厂出力、调峰能力等造成的影响均有不同。目前, 主流的方法包括有化学吸收法、物理吸收法、化学吸附法、物理吸附法、膜分离法和化学链燃烧等<sup>[16-18]</sup>, 其中化学吸收法是燃烧后碳捕集技术所采用的主要 CO<sub>2</sub> 捕集方法。考虑到技术的泛

表 2 脱碳烟气参数  
Tab.2 Parameters of the flue gas to be decarbonized

组分 w/%				温度/ ℃	压力/ MPa	烟气质量/ (kg·kg <sup>-1</sup> )
CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> O	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>			
21.60	4.71	4.22	69.47	40	0.10	10.14

表 3 燃煤电站在 THA 工况下基本运行参数  
Tab.3 Basic operating parameters of the coal-fired power station under THA operating conditions

项目	数值
燃煤消耗量/(kg·s <sup>-1</sup> )	58.60
主蒸汽温度/℃	538.00
主蒸汽压力/MPa	16.67
主蒸汽流量/(kg·s <sup>-1</sup> )	260.38
再热蒸汽温度/℃	538.00
再热蒸汽压力/MPa	3.32
再热蒸汽流量/(kg·s <sup>-1</sup> )	217.45
乏汽温度/℃	52.57
乏汽压力/kPa	14.00
乏汽流量/(kg·s <sup>-1</sup> )	172.40
给水流量/(kg·s <sup>-1</sup> )	260.38
发电量/MW	300.10
供电量/MW	279.10
供电效率/%	40.12

用性, 本文最终使用 MEA 为吸收剂, 以结合化学吸收法的燃烧后碳捕集装置作为研究对象。

经过预处理的锅炉排烟被风机加压后, 达到了吸收塔的合适压力 0.12 MPa, 烟气在吸收塔中脱碳并从塔顶排出 (图 1)。以 300 MW 案例电站的 THA 工况为例, 其运行参数见表 5。

在 CO<sub>2</sub> 贫液和 CO<sub>2</sub> 富液分别进入吸收塔和解吸塔之前, 2 股流体通过换热器 HX1 实现了热量交换。其中 CO<sub>2</sub> 富液从 55.27 ℃ 提高到 100.00 ℃, CO<sub>2</sub> 贫液由 111.94 ℃ 降低至 59.00 ℃, 较小的温差使换热器 HX1 换热面积偏大, 但已证实能带来能耗降低<sup>[19]</sup>。然而, 要想实现 MEA 溶液对 CO<sub>2</sub> 更高的吸

收率,在进入吸收塔前仍需经过冷却器1的二次冷却,达到40.00℃<sup>[20]</sup>。同时,解吸塔存在一定的运行压力,因此吸收了大部分CO<sub>2</sub>的CO<sub>2</sub>富液需要在进入前被压缩至0.22MPa。在再生塔中,再沸器吸收的热量使MEA溶液升温,水分蒸发后与解吸出的CO<sub>2</sub>一同上升至塔顶,水蒸气在塔顶的分离器被冷凝至48℃。最终带有残留水分的CO<sub>2</sub>(纯度可高达99%)进入压缩系统,经过三级压缩后被送出集中处理。CO<sub>2</sub>压缩机的基本运行参数见表6。由表6可以看出:CO<sub>2</sub>压缩装置共消耗21.41MW电能;而碳捕集装置在处理烟气时,再沸器吸收了高达208.60MW的热量,消耗了大量的中压缸排汽。大量蒸汽的抽取使得低压缸进汽流量达到最低限制,最终机组负荷无法继续下降,机组出力空间受限。

表5 碳捕集装置在THA工况下的运行参数

Tab.5 Operating parameters of the carbon capture device under THA conditions

项目	数值	
吸收塔	烟气流量/(kg·s <sup>-1</sup> )	345.37
	烟气压力/MPa	0.10
	吸收塔压力/MPa	0.12
	脱碳烟气流量/(kg·s <sup>-1</sup> )	279.44
HX1	贫液进/出口温度/℃	111.94/59.39
	贫液流量/(kg·s <sup>-1</sup> )	2 510.75
	富液进/出口温度/℃	55.27/100.00
	富液流量/(kg·s <sup>-1</sup> )	2 579.52
再生塔	热负荷/MW	446.80
	再生塔压力/MPa	0.22
	分离器出口CO <sub>2</sub> 温度/℃	48.00
	分离器出口CO <sub>2</sub> 压力/MPa	1.90
碳捕集装置辅助电耗/MW	分离器出口CO <sub>2</sub> 流量/(kg·s <sup>-1</sup> )	68.77
	碳捕集装置辅助电耗/MW	12.95
	再沸器热耗(以单位质量CO <sub>2</sub> 计,下同)/(GJ·t <sup>-1</sup> )	2.89
CO <sub>2</sub> 捕集率/%	90.00	

表6 CO<sub>2</sub>压缩机的基本运行参数Tab.6 Basic operating parameters of CO<sub>2</sub> compressors

项目	压缩机1	压缩机2	压缩机3
流体物质	高纯度CO <sub>2</sub>	高纯度CO <sub>2</sub>	高纯度CO <sub>2</sub>
进口温度/℃	48.00	38.00	38.00
进口压力/MPa	0.19	0.67	2.35
流体流量/(kg·s <sup>-1</sup> )	68.77	68.77	68.77
出口温度/℃	168.60	157.10	158.20
出口压力/MPa	0.67	2.35	8.00
压缩电耗/MW	7.74	7.27	6.40

## 2.3 模型验证

### 2.3.1 300 MW 燃煤电站

针对基于EBSILON Professional平台搭建的300MW案例燃煤电站的仿真模型,对机组变工况下

的仿真模型运行数据与设计数据进行了对比,结果见表7。由表7可以看出,模型误差保持在±1%以内,仿真模型的运行数据与机组的设计数据非常吻合。

表7 300 MW 燃煤电站基于设计值的模型验证

Tab.7 Model validation of the 300 MW coal-fired power station based on design values

项目	TMCR	THA	75%THA	50%THA	40%THA
出力设计值/MW	322.20	300.23	225.10	150.06	120.07
出力模拟值/MW	322.74	300.1	225.03	151.05	121.01
相对误差/%	+0.17	-0.04	-0.03	+0.66	+0.78

### 2.3.2 燃烧后碳捕集装置

对燃烧后碳捕集装置而言,目前已有相关研究人员基于Aspen Plus V11搭建了可靠的仿真模型<sup>[21]</sup>。本文成功搭建了该模型并将仿真结果与文献数据进行了对比,结果见表8。由表8可见,模型误差保持在±1%以内,仿真模型的运行数据与碳捕集装置的文献数据相当吻合。

综合表7、表8可知,本文模型仿真结果可靠,可用于后续对碳捕集机组性能的分析中。

表8 碳捕集装置基于参考数据的模型验证

Tab.8 Model validation of the carbon capture devices based on reference data

项目	设计值	模拟值	相对误差/%	
烟气摩尔分数/%	CO <sub>2</sub>	20.40	20.40	0
	H <sub>2</sub> O	6.20	6.20	0
	O <sub>2</sub>	8.60	8.60	0
	N <sub>2</sub>	64.70	64.80	+0.15
烟气流量/(m <sup>3</sup> ·h <sup>-1</sup> )	4 000	4 000	0	
碳捕集率/%	90.00	89.90	-0.11	
CO <sub>2</sub> 贫液负荷/(mol·mol <sup>-1</sup> )	0.210 0	0.212 5	+1.19	
CO <sub>2</sub> 富液负荷/(mol·mol <sup>-1</sup> )	0.510 0	0.513 2	+0.63	
再沸器热耗/(GJ·t <sup>-1</sup> )	3.36	3.33	-0.89	

## 3 模拟结果与讨论

### 3.1 碳捕集机组性能分析

通过对常规煤电应用碳捕集装置系统的模拟仿真可知,影响碳捕集电厂出力的因素主要可分为中压缸对外供能抽汽、碳捕集装置运行所需辅助电耗以及CO<sub>2</sub>多级压缩系统的压缩能耗等。其中,中压缸抽汽造成的机组出力损失占据最大部分,使得机组在THA工况的总发电量由300.10MW下降至251.03MW,损失高达49.07MW;此外碳捕集装置和分级压缩装置引起的出力损失分别占总损失的27.82%和8.45%。

具体到CO<sub>2</sub>三级压缩系统中各级能耗情况如图4所示。由图4可以看出,各级能耗分布较为均

匀,尽管各级加压幅度在逐步加大,但能耗仍随 CO<sub>2</sub> 压力的提升而呈现减少的趋势。总而言之,THA 工况下,保持总燃料输入量不变,受到中压缸抽汽、新增压缩能耗和辅助电耗的影响,碳捕集后机组的效率由 37.32% 下降至 27.02%,约 10 个百分点。

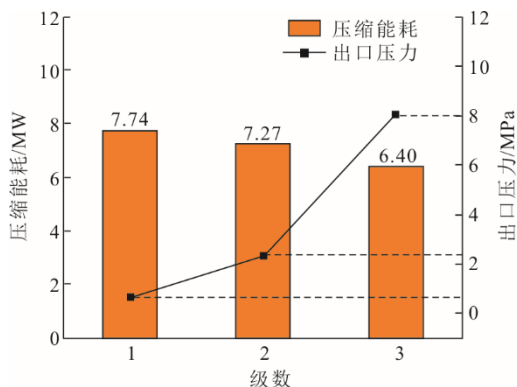


图 4 CO<sub>2</sub> 三级压缩系统在 THA 工况下的能耗分布  
Fig.4 Energy consumption distribution of the CO<sub>2</sub> three-stage compression system under THA condition

对 300 MW 案例电站常规碳捕集方案的所有工况进行模拟,以额定工况下主蒸汽流量的 30% 为低压缸最小进汽量,以 30%THA 工况为改造前火电机组的最小出力工况,得到出力预测结果如图 5 所示。由图 5 可以看出,由于受到碳捕集装置的影响,机组的出力空间由原本 87~300 MW 缩减至 147~217 MW,出力空间相对缩小了约 67.45%。就碳捕集机组的最小出力工况而言,因为低压缸最低进汽流量限制,中压缸的大量抽汽使得碳捕集机组的最低负荷仅能达到碳捕集改造前的 70%THA,机组出力空间严重受限。

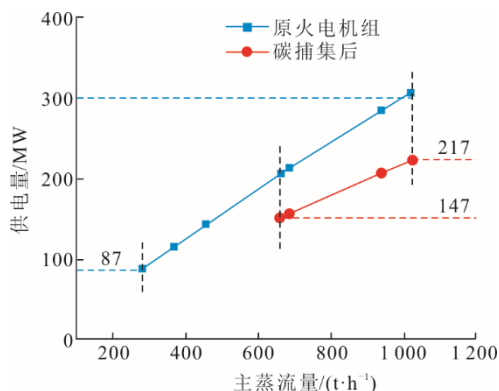


图 5 300 MW 燃煤电站的出力预测  
Fig.5 Forecast of power generation for the 300 MW coal-fired power station

### 3.2 低压缸零出力改造对灵活性提升作用分析

为了解决常规碳捕集方案下机组应用碳捕集装置后负荷无法下降的问题,本文提出了低压缸零

出力方案,并对案例机组的仿真模型进行了改造。因为该方案下低压缸并不参与做功,仿真模型中的低压缸部分被直接去掉,仅设置 1 股抽汽,象征冷却低压转子转动产生鼓风热量的少量蒸汽。

通过模拟仿真最终得到的结果如图 6 所示。由于低压缸零出力方案主要适用于碳捕集机组无法继续降低出力的情况,而碳捕集机组在正常的出力条件下低压缸是恢复进汽正常做功的,因此该方案下机组的最大出力仍保持 216.84 MW 不变。在常规方案达到最小负荷时,低压缸切断进汽,机组低压缸最小进汽量的限制被打破,机组负荷持续下降至 30%THA,最小出力降为 47.38 MW。与常规碳捕集方案相比,最低出力降低了 67.83%,机组出力空间拓宽为常规方案的 2.44 倍,提升巨大。与原火电机组相比,低压缸零出力方案下机组同样运行在 30%THA 工况与 TMCR 工况之间,案例机组出力空间仅缩减了 20.68%。

针对本文所谈论的碳捕集机组,碳捕集量及碳捕集用汽量随烟气变化的关系如图 7 所示。

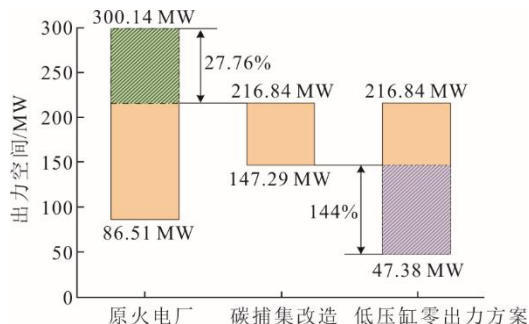


图 6 300 MW 燃煤电站在不同方案下的出力空间对比  
Fig.6 The output ranges of the 300 MW coal-fired power station with different schemes

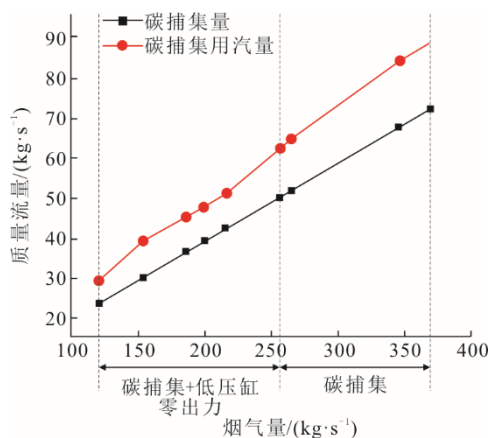


图 7 碳捕集机组在不同负荷下的碳捕集量及碳捕集用汽量变化曲线  
Fig.7 The carbon capture quantity and carbon capture steam consumption of the carbon capture unit at different loads

随着碳捕集机组负荷下降, 锅炉产生的烟气量逐步减少, 碳捕集量同步降低, 因此, 再沸器需要供给 MEA 溶液再生的能耗也降低, 这意味着碳捕集装置所用的中压缸抽汽量减少。当负荷大约降低到 73% 额定负荷时, 锅炉排出了 256.40 kg/s 的烟气, 其中有 49.84 kg/s 的 CO<sub>2</sub> 被捕集, MEA 溶液再生需要消耗 154.93 MW 热量, CO<sub>2</sub> 的捕集能耗约为 2.80 GJ/t。此时, 共 62.12 kg/s 的中压缸排汽被抽取, 仅剩余 78.31 kg/s 可进入低压缸, 刚好达到了低压缸最小进汽量的边界值, 因而负荷无法持续下降。为了突破限制, 碳捕集机组应用低压缸零出力方案, 可将低压缸进汽完全切断, 仅少部分蒸汽进入低压缸用于散去低压转子转动产生的鼓风热量, 而无需考虑低压缸的最小进汽量限制, 满足再沸器能耗需求后的剩余蒸汽可送去供热; 在非供暖季, 这部分蒸汽无法用于供热则存在大量的热量损失, 导致机组效率较低, 相当于用效率下降的代价拓宽了机组的出力空间。当机组在 30%THA 工况下运行时, 原火电机组的供电效率为 33.20%; 而低压缸零出力方案下的碳捕集机组, 因为捕集了 23.39 kg/s 的 CO<sub>2</sub>, 中压缸排汽有 29.07 kg/s 被用于再沸器能耗, 仅剩的 34.33 kg/s 蒸汽也无法继续在低压缸做功而成为损失, 供电效率仅为 18.19%。为了妥善地利用这部分热量, 可以将多余蒸汽用于工业抽汽, 在供暖季, 中压缸出口剩余蒸汽可直接用于供暖, 可以很好地补足热损失大这一缺点。

### 3.3 省域下低压缸零出力改造灵活性提升作用分析

除了分析 300 MW 案例燃煤电站在不同方案下的出力, 对实际存在的一台 660 MW 的燃煤电站进行了同样研究。基于 2 台燃煤机组的仿真结果, 可大致预测不同容量机组的情况。综合考虑西北某省全省所有火电机组进行碳捕集改造的情形, 并分析碳捕集改造后同时采用低压缸零出力方案, 预测了全省出力的变化情况, 结果如图 8 所示。由图 8 可见: 与原火电机组相比, 常规碳捕集方案下全省火电最大出力由 3 940.13 MW 下降至 2 792.75 MW, 相对减少了 29.12%, 出力空间仅为原火电机组的 32.55%; 若采用低压缸零出力方案, 机组的出力空间仅相对缩减了 20.95%。与常规的碳捕集改造方案相比, 采用低压缸零出力方案虽然并没有提升机组的最大出力, 仍为 2 792.75 MW, 却解决了最低负荷约为 70%THA 的问题, 降低了碳捕集机组的最小出力负荷, 拓宽了全省火电机组的最小出力, 出力

空间约为常规碳捕集方案的 2.4 倍, 提升巨大, 足够低的运行负荷使得全省火电机组对新能源电力的消纳能力得到提升, 灵活性增强。

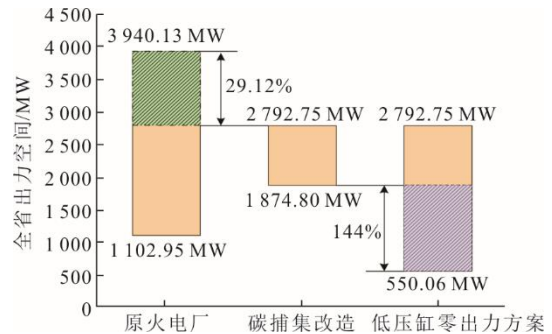


图 8 省域下火电机组在不同情形的出力空间对比  
Fig.8 Comparison of the output range of thermal power units in different scenarios in the provincial area

## 4 结 论

基于 300 MW 案例燃煤电站, 本文对该机组进行碳捕集改造后的性能变化进行评估, 同时考虑低压缸零出力方案下机组的出力空间变化。以西北某省为例, 评估了全省所有火电机组进行碳捕集改造后以及在低压缸零出力方案下的性能及灵活性变化, 从研究中可以得到以下结论。

1) 案例燃煤机组加装碳捕集装置后, 受中压缸抽汽、辅助电耗和压缩能耗等因素的影响, 机组在 100%THA 工况下的效率下降约 10%, 最低负荷约升高为原机组额定工况的 70%, 机组出力空间由 87~300 MW 缩减至 147~217 MW, 出力空间缩小了约 67.45%。

2) 在低压缸零出力方案下, 碳捕集机组最低出力负荷恢复为原机组额定工况的 30%, 机组的出力空间变为 47~217 MW, 相比于原燃煤机组, 出力空间仅缩小了约 20.68%。

3) 省域大规模加装碳捕集装置后, 全省煤电出力空间由 1 103~3 940 MW 缩减至 1 875~2 793 MW, 若采用低压缸零出力方案, 全省煤电的出力空间恢复为 550~2 793 MW, 通过降低碳捕集机组的最小出力负荷, 该方案极大增强了全省煤电的调峰灵活性, 对新能源电力的消纳能力得到提升。

### [参 考 文 献]

- [1] 胡鞍钢. 中国实现 2030 年前碳达峰目标及主要途径[J]. 北京工业大学学报(社会科学版), 2021, 21(3): 1-15.  
HU Angang. China's goal to reach the carbon peak by 2030 and the main ways[J]. Journal of Beijing University of Technology (Social Sciences Edition), 2021, 21(3): 1-15.

- [2] 陈建国, 谢争先, 付怀仁, 等. 300 MW 机组汽轮机低压缸零出力技术[J]. 热力发电, 2018, 47(5): 106-110.  
CHEN Jianguo, XIE Zhengxian, FU Huairan, et al. Zero output technology of the low-pressure cylinder of 300 MW unit turbine[J]. Thermal Power Generation, 2018, 47(5): 106-110.
- [3] 鄂志君, 张利, 杨帮宇, 等. 低压缸零出力实现热电联产机组热电解耦与节能的理论研究[J]. 汽轮机技术, 2019, 61(5): 383-386.  
E Zhijun, ZHANG Li, YANG Bangyu, et al. Theoretical study on heat-electricity decoupling and energy saving of low-pressure cylinder zero output renovation of heat and power cogeneration units[J]. Turbine Technology, 2019, 61(5): 383-386.
- [4] 鞠付栋, 朱大宏, 冯静, 等. 脱碳对燃煤机组性能的影响研究[J]. 电力科技与环保, 2016, 32(5): 19-21.  
JU Fudong, ZHU Dahong, FENG Jing, et al. Influence of carbon capture on coal fired power generating performance[J]. Electric Power Technology and Environmental Protection, 2016, 32(5): 19-21.
- [5] 张利君. 基于技术经济学的碳捕集系统与燃煤电厂耦合对比研究[J]. 现代化工, 2017, 37(10): 189-192.  
ZHANG Lijun. Optimization of coupling carbon capture system with coal fired power plant based on technological economics[J]. Modern Chemical Industry, 2017, 37(10): 189-192.
- [6] 王建勋. 650 MW 超临界机组低压缸零出力技术的灵活性调峰能力及经济性分析[J]. 热能动力工程, 2021, 36(2): 18-23.  
WANG Jianxun. Analysis of flexible peak-load regulation capability and economy on the zero output technology of low-pressure cylinder for 650 MW supercritical unit[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2021, 36(2): 18-23.
- [7] 谢昌亚, 陈凯亮, 刘广会, 等. 350 MW 供热机组低压缸零出力试验及仿真研究[J]. 热能动力工程, 2022, 37(7): 1-9.  
XIE Changya, CHEN Kailiang, LIU Guanghui, et al. Zero output test and simulation research on LP cylinder of 350 MW heat supply unit[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2022, 37(7): 1-9.
- [8] 杨海生, 张拓, 唐广通, 等. 低压缸零出力技术对供热机组深度调峰性能影响及调峰补偿标准探讨[J]. 热能动力工程, 2020, 35(6): 268-273.  
YANG Haisheng, ZHANG Tuo, TANG Guangtong, et al. Influence of zero-output technology of low-pressure cylinder on deep peak regulation performance of heating unit and compensation standard for peak regulation[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2020, 35(6): 268-273.
- [9] 甘益明, 王昱乾, 黄畅, 等. “双碳”目标下供热机组深度调峰与深度节能技术发展路径[J]. 热力发电, 2022, 51(8): 1-10.  
GAN Yiming, WANG Yuqian, HUANG Chang, et al. Development path of deep peak-shaving and deep energy conservation technology for cogeneration units with “dual carbon” target[J]. Thermal Power Generation, 2022, 51(8): 1-10.
- [10] 刘双白, 张晶, 吴昕, 等. 320 MW 机组低压缸零出力性能分析及应用研究[J]. 中国电力, 2021, 54(5): 213-220.  
LIU Shuangbai, ZHANG Jing, WU Xin, et al. Zero output of low-pressure cylinder performance analysis and application study of a 320 MW unit[J]. Electric Power, 2021, 54(5): 213-220.
- [11] ZHANG W, CROISSET E, DOUGLAS P L, et al. Simulation of a tubular solid oxide fuel cell stack using Aspen Plus™ unit operation models[J]. Energy Conversion and Management, 2005, 46(2): 181-196.
- [12] DOHERTY W, REYNOLDS A, KENNEDY D. Computer simulation of a biomass gasification-solid oxide fuel cell power system using Aspen Plus[J]. Energy, 2010, 35(12): 4545-4555.
- [13] PERNA A, MINUTILLO M, JANNELLI E, et al. Performance assessment of a hybrid SOFC/MGT cogeneration power plant fed by syngas from a biomass down-draft gasifier[J]. Applied Energy, 2018, 227: 80-91.
- [14] KANNICHE M, GROS-BONNIVARD R, JAUD P, et al. Pre-combustion, post-combustion and oxy-combustion in thermal power plant for CO<sub>2</sub> capture[J]. Applied Thermal Engineering, 2010, 30(1): 53-62.
- [15] KUNZE C, SPLIETHOFF H. Assessment of oxy-fuel, pre- and post-combustion-based carbon capture for future IGCC plants[J]. Applied Energy, 2012, 94: 109-116.
- [16] 步学朋. 二氧化碳捕集技术及应用分析[J]. 洁净煤技术, 2014, 20(5): 9-13.  
BU Xuepeng. CO<sub>2</sub> capture technologies and application[J]. Clean Coal Technology, 2014, 20(5): 9-13.
- [17] 肖远牲, 刘光全, 尹先清. 二氧化碳捕集技术及机理研究进展[J]. 化工中间体, 2012, 9(10): 1-5.  
XIAO Yuansheng, LIU Guangquan, YIN Xianqing. Progress of carbon dioxide capture technology and mechanism research[J]. Chemical Intermediate, 2012, 9(10): 1-5.
- [18] 张艺峰, 王茹洁, 邱明英, 等. CO<sub>2</sub> 捕集技术的研究现状[J]. 应用化工, 2021, 50(4): 1082-1086.  
ZHANG Yifeng, WANG Rujie, QIU Mingying, et al. CO<sub>2</sub> Capture technology research status[J]. Applied Chemical Industry, 2021, 50(4): 1082-1086.
- [19] LI K, LEIGH W, FERON P, et al. Systematic study of aqueous monoethanolamine (mea)-based CO<sub>2</sub> capture process: techno-economic assessment of the mea process and its improvements[J]. Applied Energy, 2016, 165: 648-659.
- [20] NITTAYA T, DOUGLAS P L, CROISSET E, et al. Dynamic modelling and controllability studies of a commercial-scale mea absorption processes for CO<sub>2</sub> capture from coal-fired power plants[J]. Energy Procedia, 2014, 63: 1595-1600.
- [21] LARIBI S, DUBOIS L, De WEIRELD G, et al. Study of the post-combustion CO<sub>2</sub> capture process by absorption-regeneration using amine solvents applied to cement plant flue gases with high CO<sub>2</sub> contents[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2019, 90: 102799.

(责任编辑 刘永强)