

DOI: 10.19666/j.rlfed.202501011

基于电碳协同的胺法脱碳火电机组 灵活控制策略

孔德安¹, 赖延春², 朱清³, 王晓宇¹, 王玮²
(1.国网新疆电力有限公司电力科学研究院, 新疆 乌鲁木齐 830011;
2.华北电力大学控制与计算机工程学院, 北京 102206;
3.国网新疆电力有限公司, 新疆 乌鲁木齐 830011)

[摘要] 火电机组采用胺法脱碳时存在电碳耦合, 为提升脱碳机组的负荷灵活跟踪性能, 提出了一种基于电碳协调的变负荷控制策略。基于已有数据, 以辨识方式建立了汽包炉火电机组的电碳协调控制系统模型; 分析了再沸器负荷对发电负荷和碳捕集率的响应时间尺度, 并基于此设计了基于脱碳抽汽与燃料量双重控制的发电负荷控制回路; 进一步, 为克服长时间尺度对碳捕集率的影响, 重构了全程再沸器负荷变化瞬态量, 提出了基于电碳协同的发电负荷灵活控制方法。以某 300 MW 机组为例进行了仿真测试, 结果表明: 相较传统协调控制策略, 所提控制策略可在保证机组热负荷和碳捕集率性能指标的同时, 使机组的变负荷控制速率及 AGC 性能指标平均提升 1 倍以上。

[关键词] 碳捕集电厂; 胺法脱碳; 电碳协同; 再沸器负荷; 协调控制; 灵活控制

[引用本文格式] 孔德安, 赖延春, 朱清, 等. 基于电碳协同的胺法脱碳火电机组灵活控制策略[J]. 热力发电, 2025, 54(6): 204-210. KONG Dean, LAI Yanchun, ZHU Qing, et al. Electricity-carbon coupling modeling and coordinated control strategy for coal-fired power units with amine decarbonization[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(6): 204-210.

Electricity-carbon coupling modeling and coordinated control strategy for coal-fired power units with amine decarbonization

KONG Dean¹, LAI Yanchun², ZHU Qing³, WANG Xiaoyu¹, WANG Wei²
(1.State Grid Xinjiang Company Limited Electric Power Research Institute, Urumqi 830011, China;
2.School of Control and Computer Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;
3.State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumqi 830011, China)

Abstract: When thermal power units employ amine-based carbon capture, electro-carbon coupling exists. To enhance the load flexibility tracking performance of decarbonized units, a variable-load control strategy based on electric-carbon coordination is proposed. Using existing data, an electric-carbon coordinated control system model for drum boiler thermal power units was established through system identification. The response time scales of reboiler load to power generation load and carbon capture rate were analyzed. Based on this, a dual-control loop for power generation load was designed, incorporating both decarbonization steam extraction and fuel quantity regulation. Furthermore, to address the effect of long time scales on carbon capture rate, the transient quantities of reboiler load variation throughout the process were reconstructed, and a flexible power generation load control method based on electric-carbon synergy was proposed. Simulation tests on a 300 MW unit demonstrated that, compared with the conventional coordinated control strategies, the proposed strategy ensures performance metrics for thermal load and carbon capture rate while improving both the load variation control rate and AGC performance metrics by an average of 100% or more.

Key words: carbon capture power plants; amine decarbonization; electro-carbon coordination; reboiler load; coordinated control; flexible control

收稿日期: 2025-01-15 网络首发日期: 2025-04-23

第一作者简介: 孔德安 (1987), 男, 副高级工程师, 主要研究方向为热工自动化及网源协调技术, deansky1@126.com。

通信作者简介: 王玮 (1986), 男, 博士, 教授, 主要研究方向为发电过程智能优化及协同控制技术, wwang@ncepu.edu.cn。

碳捕集、利用与封存 (carbon capture, utilization and storage, CCUS) 是目前实现化石能源低碳化利用的唯一技术选择^[1]。截至 2023 年底,我国煤电装机容量约 11.7 亿千瓦,约占全国电力总装机的 40%,发电用煤约占全国煤炭消费总量的 60%,碳排放量约占全国碳排放总量的 40%。因此,在火电领域实施 CCUS 也是我国实现“双碳”目标的必由之路^[2]。

目前,碳捕集技术主要分为燃烧前捕集^[3]、富氧燃烧^[4]和燃烧后捕集^[5-7]3 种。其中,燃烧后胺法捕集技术工艺成熟,在火电机组中得到广泛应用。然而,该技术需要从汽轮机低压缸抽取部分蒸汽作为热源用于单乙醇胺 (monoethanolamine, MEA) 溶剂再生,该部分抽汽会降低燃煤机组 10%~20% 的瞬时功率,电碳在一定程度上存在耦合现象^[8-10]。因此,建立碳捕集电厂的电碳耦合特性模型并设计协调控制策略具有重要现实意义。

目前,针对碳捕集电厂的建模与控制已有较多研究^[11]。王立健等^[12]以某 600 MW 火电机组为例,分析了机组效率和碳捕集率的变工况耦合特性;王玮等^[13]建立了碳捕集电厂电碳耦合特性静态机理模型,并采用辨识方法分析了发电侧和碳捕集侧受脱碳抽汽流量影响的动态响应时间尺度;靳义净^[14]基于 Fluent 建立了某电厂的脱碳系统数学模型并设计了系统运行优化策略;吴啸等^[15]为燃煤电站机炉系统和捕集系统分别设计了预测控制器,实现了两

套系统间的相互协调和深度结合;陈显浩等^[16]提出了可再生能源背景下超临界燃煤电站-碳捕集系统的整体优化调度方法,提升了机组消纳弃风弃光的性能,降低了碳捕集成本;李小飞等^[17]基于 Aspen Dynamics 建立了胺法脱碳系统的动态模型并设计了计及变工况状态下碳捕集率稳定运行的比例控制策略;Jairo 等人^[18]考虑机组响应电网负荷需求和维持碳捕集率的平衡关系,设计了一种基于预测控制的碳捕集电厂协调控制策略;Arce 等人^[19-21]以模型预测控制为中心,以降低能耗或运行成本为目标,解决了碳捕集联合系统多变量、强耦合系统的优化问题。

然而,现有研究多是针对碳捕集系统控制策略的优化改进,考虑电碳耦合的全系统协调控制策略研究较少。对此,本文以某 300 MW 燃煤机组为对象,建立其电碳协调控制系统模型,设计基于再沸器负荷主动响应与自主恢复的发电负荷灵活控制策略,并提出计及再沸器负荷主动响应与自主恢复的发电负荷灵活控制策略。所提策略在保持再沸器负荷稳定的同时,显著提升了机组的变负荷速率与 AGC 调节性能。

1 电碳耦合建模

1.1 系统结构与工作原理

采用胺法脱碳的火电机组能质转化流程如图 1 所示。

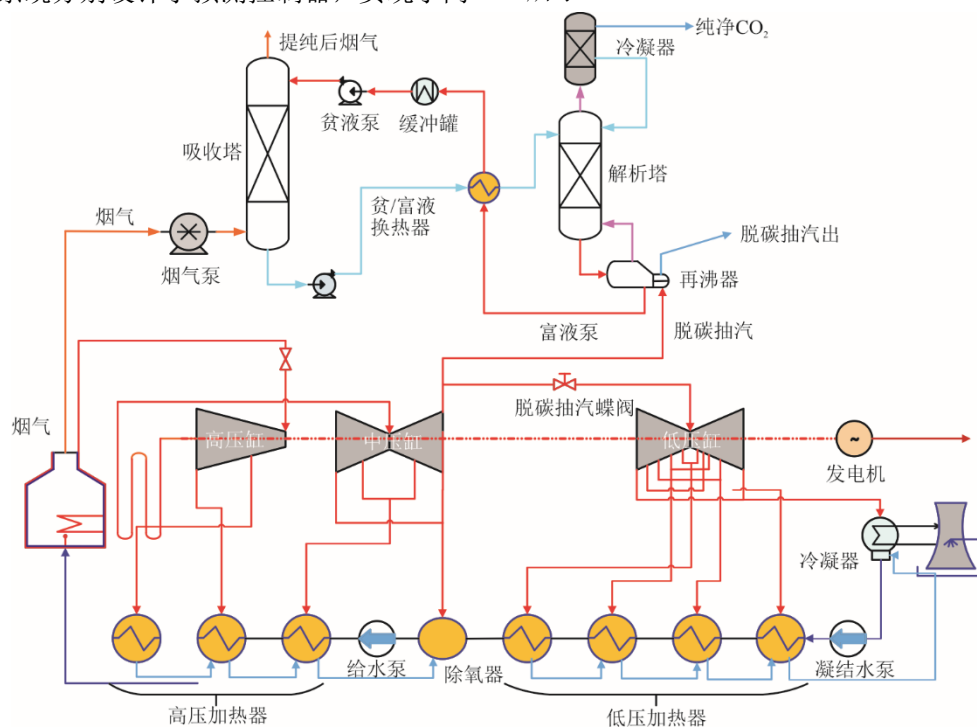


图 1 碳捕集电厂能质转化流程

Fig.1 Schematic diagram of energy-mass conversion process in carbon capture power plant

锅炉尾部烟气经脱硫脱硝处理后被送至吸收塔底部,与吸收塔顶流下的 MEA 贫液溶剂逆向接触并反应;提纯后的烟气通过吸收塔顶排入大气,而吸收 CO₂ 的 MEA 富液则被送入解析塔中进行 CO₂ 的析出,此过程中,部分中压缸排汽被抽至再沸器为 CO₂ 析出提供热量。解析完的 MEA 溶液会继续被送入吸收塔,完成 MEA 溶液的循环利用;提纯后的 CO₂ 气体经过解析塔顶部排出;由于还有少量 CO₂ 吸附在高温高压的蒸汽中,解析塔顶部另设有冷凝器将这部分 CO₂ 分离出来;提纯后的 CO₂ 会被封存、储存和后续利用。

因此,采用胺法脱碳的火电机组电碳耦合特性主要由脱碳抽汽决定,其一般来源于中压缸排汽,通过调节脱碳抽汽蝶阀开度可以改变进入碳捕集系统的脱碳抽汽流量(直接影响再沸器负荷,进而影响脱碳效率)和进入低压缸做功的蒸汽流量(直接影响发电负荷)^[22]。考虑到脱碳抽汽蝶阀开度决定机组的电碳负荷分配,首先需要通过碳捕集机组的非线性模型揭示再沸器负荷(即脱碳抽汽流量)扰动对发电负荷的响应特性,然后建立碳捕集电厂电碳协调控制系统模型。

1.2 再沸器负荷扰动响应特性

1.2.1 再沸器负荷扰动响应特性

如图 1 所示,脱碳抽汽通常来源于中压缸排汽,文献[23]以某 300 MW 机组为例建立的供热抽汽对机组发电负荷的动态模型具有较高精度,且抽汽也同样来源于中压缸排汽,模型具有一致性。采用该模型进行仿真测试,测试前机组负荷稳定在 235 MW,中压缸排汽抽汽流量为 400 t/h,仿真测试相关参数变化情况如图 2 所示。

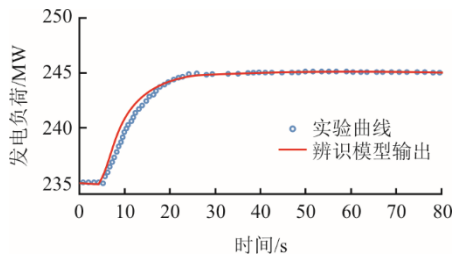


图 2 抽汽蝶阀扰动响应曲线

Fig.2 Response curves to extraction butterfly valve opening disturbance

由图 2 可知,热负荷抽汽蝶阀动作后,机组抽汽流量即时响应,约 20 s 后机组发电负荷达到新的稳态,稳定在 245 MW。由此可知:当再沸器负荷

发生扰动变化时,发电负荷的响应速度和幅度均发生可观的变化,且响应型式与一阶惯性系统高度吻合,其微分方程模型可描述为:

$$T_{CP} \frac{d\Delta N_E(t)}{dt} + \Delta N_E(t) = K_{CP} \Delta D_{CC}(t) \quad (1)$$

式中: ΔN_E 为机组发电负荷增量; ΔD_{CC} 为脱碳抽汽流量变化量; T_{CP} 为惯性时间常数,反映系统的响应速度; K_{CP} 为脱碳抽汽流量对机组发电功率的静态增益系数,反映再沸器热负荷与发电负荷的静态转换关系。

利用最小二乘法^[24]对图 2 系统的结构参数 T_{CP} 和 K_{CP} 进行辨识,结果为: $K_{CP}=-0.162$, $T_{CP}=12$ s。

1.2.2 再沸器负荷对脱碳效率的影响特性

文献[22]给出了某 300 MW 机组再沸器负荷发生扰动时脱碳效率的响应曲线,其响应趋势与图 2 完全一致,辨识结果显示再沸器负荷对脱碳效率影响的响应时间常数为 20~30 min。

1.2.3 电碳协同的可行性分析

脱碳抽汽阀门开度可以作为控制变量,对再沸器负荷和发电负荷进行灵活调配。由于脱碳过程具有较大的惯性,再沸器负荷发生扰动时,脱碳效率响应时间是发电负荷响应时间的百倍级别,在该时间尺度下通过能量协同调控实现对发电负荷的灵活调节,同时不对脱碳效率产生大的影响。而且,脱碳抽汽阀门开度变化对主蒸汽压力等参数也不会产生影响,因此通过电碳协同控制提升机组的运行灵活性具有较强可行性。

1.3 考虑碳捕集过程的发电负荷控制系统模型

在原有纯凝机组机炉协调控制系统模型的基础上,引入碳捕集过程再沸器负荷变化对发电负荷的影响特性,可得到考虑碳捕集过程的发电负荷控制系统模型,如图 3 所示。

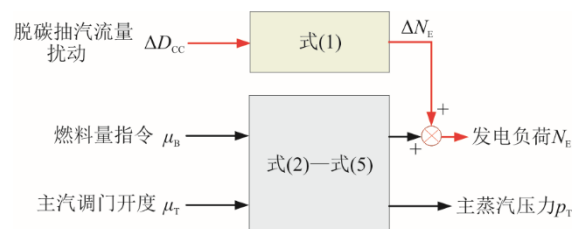


图 3 碳捕集机组负荷控制系统模型

Fig.3 Model for power load control system of the carbon-capture thermal unit

其中纯凝发电机组的模型可用下式^[25]描述:

$$r_B(s) = \frac{e^{-\tau s}}{T_f s + 1} \mu_B(s) \quad (2)$$

$$K_1 r_B - K_2 p_T \mu_t = C_d \frac{dp_d}{dt} \quad (3)$$

$$p_T = p_d - K_3 (K_1 r_B)^{1.5} \quad (4)$$

$$T_i \frac{dN_E}{dt} = K_2 p_T \mu_t - N_E \quad (5)$$

式中： T_f 为制粉过程的动态时间； r_B 为进入炉膛的实际燃料量； μ_B 为燃料量指令； τ 为系统延迟时间； C_d 为汽包的蓄热能力； p_d 为汽包压力； p_T 为主蒸汽压力； K_1 为锅炉功率系数； K_2 为汽轮机功率增益； μ_t 为汽轮机主蒸汽阀门开度； K_3 为差压拟合比例； T_i 为汽轮机动态时间。

2 控制策略设计

2.1 设计思路

脱碳抽汽流量在短时间尺度内的变化对脱碳效率基本不会产生影响，但却可以显著提升电负荷的响应速率。因此，可考虑先通过再沸器负荷快速转换来快速响应电负荷需求，在此过程中，为克服对脱碳效率的影响，需监测再沸器负荷响应电负荷的能量，并发送给燃料量指令，使得再沸器负荷在调节周期内总量保持平衡。

针对碳捕集机组电热协调与快速响应电网负荷的双重需求，控制策略设计思路遵循以下原则：

- 1) AGC 响应初期，再沸器负荷即时响应发电负荷，提升负荷响应速率；
- 2) 调节过程中，燃料量接收到的指令应同步满足发电负荷和再沸器负荷需求；
- 3) 燃料量跟上后，再沸器负荷应能自主恢复，且在调节过程中再沸器负荷的总能量较其主动响应电负荷时无损失。

2.2 基于双重控制的能量平衡控制回路

考虑到图 3 所示负荷控制系统为“3 入 2 出”系统，从能量平衡角度看，再沸器负荷与发电负荷的能量来源均为燃料量，二者具有耦合关系，且发电负荷响应需设计为快响应回路、再沸器负荷为慢响应需求回路等特点，可设计一条适应发电负荷快速响应的脱碳抽汽控制、燃料量控制双重控制回路，如图 4 所示，其结构和功能如下：

- 1) 脱碳抽汽控制回路为主控制回路，其信号输入为负荷指令与实际负荷的偏差。回路可利用脱碳抽汽流量变化对机组发电负荷的快速响应特性

实现对负荷偏差的快速调节。

- 2) 燃料量控制回路作为副控制回路，其信号输入为脱碳抽汽流量指令与实际值偏差，其中脱碳抽汽实际值来源于上述控制回路的控制器输出。

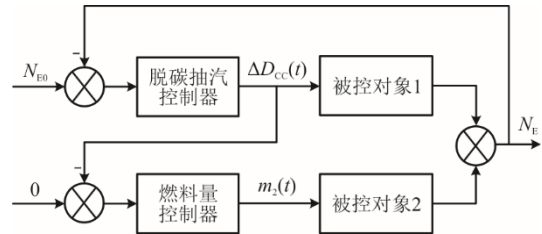


图 4 基于双重控制的能量平衡控制结构
Fig.4 The energy balance control structure based on dual control

2.3 全程再沸器负荷瞬态重构

从原理上看，上述双重控制结构可以使机组进入稳态后再沸器负荷恢复到原设计状态，但未考虑在调节过程用以支撑发电负荷快速调节的部分，当超出碳捕集率惯性响应时间后，会对碳捕集率产生实质性影响。为此，基于脱碳抽汽流量实际值重构一个可表征调节全过程的再沸器负荷变化瞬态量：

$$\Delta \bar{D}_{CC} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} \Delta D_{CC} dt}{t_2 - t_1} \quad (6)$$

式中： $\Delta \bar{D}_{CC}$ 为全程再沸器负荷变化瞬态量； t_1 和 t_2 分别为起始时间和当前时间。

2.4 基于电碳协同的机组灵活控制策略

设计了如图 5 所示的机组快速变负荷控制策略。

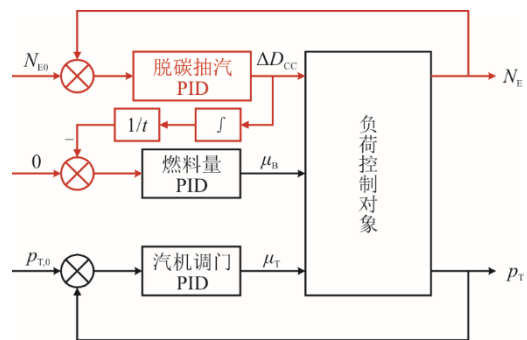


图 5 基于电碳协同的机组快速变负荷控制策略
Fig.5 Rapid load control strategy for the unit based on electric and carbon synergy

其控制过程如下：

- 1) 当机组接收到的 AGC 指令发生变化时，机组发电负荷的主控制回路脱碳抽汽回路主动响应，脱碳抽汽流量发生变化，机组负荷迅速往指令方向调节。
- 2) 同时，构造的全程再沸器负荷变化瞬态量

也发生变化, 偏离设计值 0, 并作用于副控制回路, 锅炉燃料量开始动作, 弥补发电负荷与再沸器负荷所需的总能量需求。

3) 当燃料量作用反映到发电负荷后, 脱碳抽汽 PID 作用于脱碳抽汽流量使其逐渐恢复, 直至发电负荷与再沸器负荷分别达到平衡。此时, 脱碳抽汽流量不仅恢复到原来的平衡状态, 反映全程再沸器负荷能量特征的构造信号也恢复到原状态, 保证了整个调节过程中再沸器负荷的稳定。

3 仿真试验

3.1 阶跃扰动测试

以某 300 MW 碳捕集机组为例进行仿真实验。该机组仿真参数见表 1^[25]。

表 1 某 300 MW 机组仿真参数
Tab.1 Simulation parameters of a certain 300 MW unit

项目	数值
负荷惯性时间常数 T_{CP}/s	12
负荷静态增益 K_{CP}	0.175
制粉动态时间 T_f/s	15
汽包蓄热能力 $C_p/(MJ \cdot MW^{-1})$	3 300
锅炉功率系数 K_1	2.37
汽轮机功率增益 K_2	0.269
差压拟合比例 K_3	3.5×10^{-4}
THA 工况最大抽汽质量流量/($t \cdot h^{-1}$)	517.4
50%THA 工况最大抽汽质量流量/($t \cdot h^{-1}$)	211.4
脱碳抽汽焓值/($kJ \cdot kg^{-1}$)	3 155.5
再沸器温度/ $^{\circ}C$	117

机组处于平衡状态时, 各参数为: $N_e=241$ MW, $p_T=16.67$ MPa, $Q_{reb}=211.48$ MW, $\eta=90\%$ 。对控制系统施加+10 MW 的阶跃扰动, 各输出的仿真结果图 6—图 8 所示。

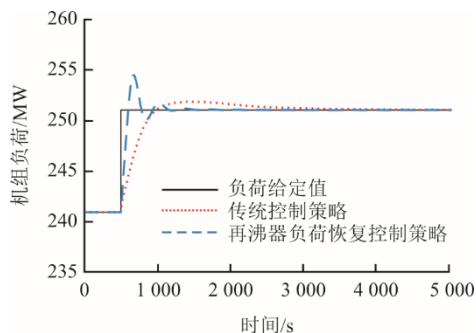


图 6 机组负荷输出
Fig.6 Unit load output

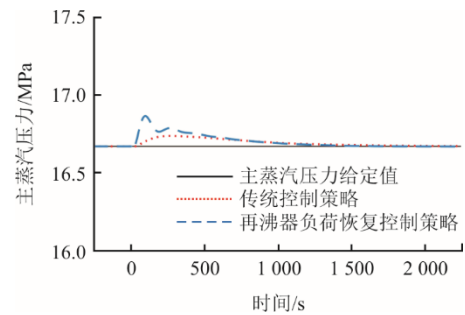


图 7 主蒸汽压力输出
Fig.7 Main steam pressure output

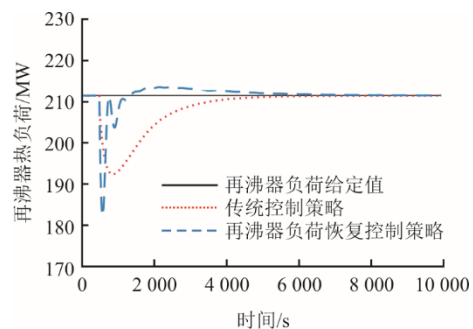


图 8 再沸器热负荷输出
Fig.8 Reboiler heat load output

引入上升时间 T_r 作为表征阶跃响应下机组初期变负荷性能的定量指标对控制效果进行分析, 结果表明, 传统控制策略 T_r 为 126.73 s, 而本文所提控制策略 T_r 为 475.58 s, 采用该控制策略可使机组初期负荷响应速度提升 73.35%。同时, 长期来看机组 500 s 内就可以稳定在负荷给定值, 相比传统控制策略调节时间缩短了约一半; 且其初期的变负荷速率较传统控制策略提升了约一倍。

3.2 斜坡扰动测试

为进一步验证本文快速变负荷控制策略的优越性, 将发电负荷阶跃输入改为斜坡信号 (该信号更接近限幅限速后的实际电网指令 AGC 信号), 深入分析在不同变负荷速率输入下各控制策略的性能。图 9 和图 10 分别为机组在 1.5%THA/min 和 3.0%THA/min 负荷爬坡速率下的输出响应曲线。

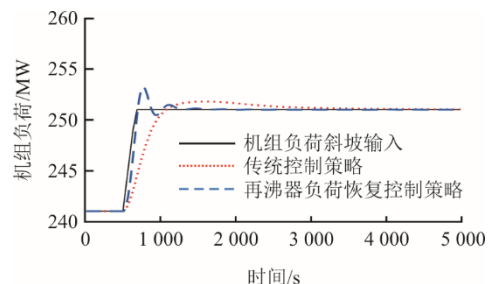


图 9 1.5%THA/min 机组负荷输出
Fig.9 The unit load output at 1.5% THA/min

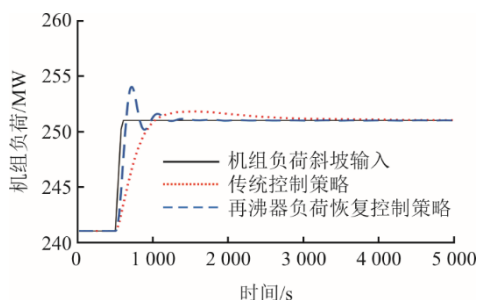


图 10 3.0%THA/min 机组负荷输出
Fig.10 The unit load output at 3.0% THA/min

为定量分析不同控制策略的控制效果和不同 AGC 指令下的性能指标,使用 IAE、ITAE 和 AGC 考核指标来定量评估控制效果。2 种变负荷速率下的控制性能指标如表 2 所示。

表 2 不同控制策略控制性能对比

Tab.2 Control performance of different control strategies

变负荷斜坡输入	控制策略	IAE	ITAE	K_p
1.5%THA/min	传统控制策略	2.746×10^3	1.863×10^6	0.144
	本文策略	8.000×10^2	1.280×10^5	0.311
3.0%THA/min	传统控制策略	2.777×10^3	1.783×10^6	0.173
	本文策略	1.003×10^2	2.474×10^5	0.353

由表 2 可以直观地看出,本文所提控制策略在 IAE、ITAE、AGC 性能指标方面均显著优于传统控制策略。其中,变负荷速率设定为额定负荷的 1.5%/min 时,AGC 性能综合评价指标 K_p 由 0.144 提升到 0.311,提升了 1.16 倍;变负荷速率设定为额定负荷的 3.0%/min 时,AGC 性能综合评价指标 K_p 由 0.173 提升到 0.353,提升了 1.04 倍。

4 结 语

本文提出了一种基于电碳协同的碳捕集电厂灵活控制方法,首先基于再沸器负荷对发电负荷和碳捕集率的响应时间尺度差异,设计了基于脱碳抽汽与燃料量双重控制的发电负荷控制回路;进一步,为克服长时间尺度对碳捕集率的影响,重构了全程再沸器负荷变化瞬态量,设计了基于电碳协同的发电负荷灵活控制策略。以某 300 MW 机组为例进行了仿真测试,结果表明:相较传统协调控制策略,所提控制策略可在保证机组热负荷和碳捕集率性能指标的同时,使机组的变负荷控制速率及 AGC 性能指标平均提升 1 倍以上。

[参 考 文 献]

[1] 蔡博峰,李琦,张贤,等. 中国 CO₂ 捕集利用与封存

(CCUS)年度报告(2021)——中国 CCUS 路径研究[R]. 北京:生态环境部环境规划院,中国科学院武汉岩土力学研究所,中国 21 世纪议程管理中心,2021: 1.

CAI Bofeng, LI Qi, ZHANG Xian, et al. China annual report on carbon dioxide capture, utilization, and storage(CCUS)(2021): Study on China's CCUS path[R]. Beijing: Chinese Academy of Environmental Planning, Institute of Rock and Soil Mechanics, Chinese Academy of Sciences, The Administrative, Center for China's Agenda 21, 2021: 1.

[2] 中国电力企业联合会. 中国电力行业年度发展报告 2024[R]. 2024: 1.

China Electricity Council. China power industry annual development report 2024[R]. 2024: 1.

[3] WANG M, LAWAL A, STEPHENSON P, et al. Post-combustion CO₂ capture with chemical absorption: a state-of-the-art review[J]. Chemical Engineering Research & Design, 2011, 89(9): 1609-1624.

[4] HECHT E S, SHADDIX C R, MOLINA A, et al. Effect of CO₂ gasification reaction on oxy-combustion of pulverized coal char[J]. Proceedings of the Combustion Institute, 2011, 33(2): 1699-1706.

[5] MOHAMED K, GROS-BONNIVARD R, JAUD P, et al. Pre-combustion post-combustion and oxy-combustion in thermal power plant for CO₂ capture[J]. Applied Thermal Engineering, 2010, 30(1): 53-62.

[6] HABIB M A, NEMITALLAH M, BEN-MANSOUR R. Recent development in oxy-combustion technology and its applications to gas turbine combustors and ITM reactors[J]. Energy & Fuels, 2013, 27(1): 2-19.

[7] JIE X, CHAU J, OBUSKOVIC G, et al. Preliminary Studies of CO₂ removal from precombustion syngas through pressure swing membrane absorption process with ionic liquid as absorbent[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2013, 52(26): 8783-8799.

[8] 康重庆,季震,陈启鑫. 碳捕集电厂灵活运行方法评述与展望[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(6): 1-10.

KANG Chongqing, JI Zhen, CHEN Qixin. Review and prospects of flexible operation of carbon capture power plants[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(6): 1-10.

[9] 韩中合,王莹莹,周权. 碳捕集系统与燃煤发电机组耦合特性[J]. 煤炭学报, 2014, 39(8): 1772-1778.

HAN Zhonghe, WANG Yingying, ZHOU Quan. Coupling characteristics of carbon capture system and coal-fired power generation unit[J]. Journal of China Coal Society, 2014, 39(8): 1772-1778.

[10] KAZLOU T, CHERP A, JEWELL J. Feasible deployment of carbon capture and storage and the requirements of climate targets[J]. Nature Climate Change, 2024, 14(10): 27.

[11] 李阳,王锐,赵清民,等. 中国碳捕集利用与封存技术应用现状及展望[J]. 石油科学通报, 2023(4): 391-397.

LI Yang, WANG Rui, ZHAO Qingmin, et al. Status and prospects for CO₂ capture, utilization and storage technology in China[J]. Petroleum Science Bulletin, 2023(4): 391-397.

[12] 王立健,王海涛,陶向宇,等. 燃煤机组与燃后碳捕集系统的耦合技术研究[J]. 华北电力大学学报(自然科学版), 2017, 44(5): 104-110.

WANG Lijian, WANG Haitao, TAO Xiangyu, et al. Coupling technology research on coal-fired units and post-combustion carbon capture systems[J]. Journal of

- North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2017, 44(5): 104-110.
- [13] 王玮, 赵依琴, 曾德良. 碳捕集电厂电碳耦合特性建模与分析[J]. 动力工程学报, 2022, 42(11): 1107-1113. WANG Wei, ZHAO Yiqin, ZENG Deliang. Modeling and analysis of electric carbon coupling characteristics in carbon capture power plants[J]. Journal of Power Engineering, 2022, 42(11): 1107-1113.
- [14] 靳义净. 火电厂烟气二氧化碳胺捕获系统的运行优化[D]. 保定: 华北电力大学, 2013: 1. JIN Yijing. Optimization of CO₂ capture system with amine in power plant[D]. Baoding: North China Electric Power University, 2013: 1.
- [15] 吴啸, 张雨萌, 沈炯, 等. 燃煤发电 CO₂ 捕集系统协调预测控制[J]. 工程热物理学报, 2020, 41(3): 533-538. WU Xiao, ZHANG Yumeng, SHEN Jiong, et al. Coordinated predictive control of CO₂ capture system in coal-fired power generation[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2020, 41(3): 533-538.
- [16] 陈显浩, 吴啸, 沈炯. 可再生能源下燃煤电站一碳捕集优化调度[J]. 工程热物理学报, 2022, 43(1): 7-12. CHEN Xianhao, Wu Xiao, SHEN Jiong, et al. Optimization dispatch of coal-fired power plant with carbon capture under renewable energy[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2022, 43(1): 7-12.
- [17] 李小飞, 王淑娟, 陈昌和. 胺法脱碳系统动态特性及控制策略研究[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(8): 1215-1223. LI Xiaofei, WANG Shujuan, CHEN Changhe. Investigation of the dynamic behavior and control strategies for a CO₂ capture system using amine solution[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(8): 1215-1223.
- [18] JAIRO R, MAGNE H, NORD L O. Model predictive control for combined cycles integrated with CO₂ capture plants[J]. Computers & Chemical Engineering, 2020, 146(12): 107217.
- [19] ARCE A, MAC DOWELL N, SHAH N, et al. Flexible operation of solvent regeneration systems for CO₂ capture processes using advanced control techniques: towards operational cost minimization[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2012, 11: 236-250.
- [20] MEHLERIA E D, MAC DOWELLA N, THORNHILLB N F. Model predictive control of post-combustion CO₂ capture process integrated with a gas-fired power plant[J]. Computer Aided Chemical Engineering Elsevier, 2015, 37: 161-166.
- [21] ZHANG Q, TURTON R, BHATTACHARYYA D. Development of model and model-predictive control of an MEA-based post-combustion CO₂ capture process[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2016, 55(5): 1292-1308.
- [22] 王玮, 申朋玉, 李雪寒, 等. 提升直流炉供热机组灵活性的电热协调控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(6): 2100-2108. WANG Wei, SHEN Pengyu, LI Xuehan, et al. Electricity-heat coordinated control strategy for improving the flexibility of a once-through CHP unit[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(6): 2100-2108.
- [23] 王琪. 风电规模化并网条件下供热机组优化控制研究[D]. 保定: 华北电力大学, 2013: 1. WANG Qi. Research on optimization control for heating units under the condition of large-scale integration of wind power[D]. Baoding: North China Electric Power University, 2013: 1.
- [24] 孔德安, 李伟, 韩宏志, 等. 凝结水节流快速变负荷与自恢复控制[J]. 科学技术与工程, 2019, 19(18): 199-204. KONG Dean, LI Wei, HAN Hongzhi, et al. Rapid load-change control of condensate throttling considering self-recovery[J]. Science Technology and Engineering, 2019, 19(18): 199-204.
- [25] 王迪. 火电机组建模及快速变负荷控制[D]. 吉林: 东北电力大学, 2018: 1. WANG Di. Thermal power plant modeling and control strategy of quick load change[D]. Jilin: Northeast Electric Power University, 2018: 1.

(责任编辑 李园)

广告目次

《热力发电》.....	封三
南京常荣声学股份有限公司.....	后彩插 1
西安热工研究院有限公司.....	后彩插 2—27
隔而固(青岛)振动控制有限公司.....	后彩插 28