

可再生能源制氢下调峰电厂掺氢燃烧系统 及经济性分析

王天天¹, 刘彪², 季凡¹, 袁殿², 余杨晚晴¹, 邹刚³, 胡文字¹, 杨福源¹, 欧阳明高¹

(1.清华大学 车辆与运载学院, 北京 100084; 2.北京亿华通氢能科技股份有限公司, 北京 100192;

3.华能新疆能源开发有限公司, 新疆 乌鲁木齐 830000)

摘要:我国可再生能源发电占比逐年增加, 由于风电和光伏等可再生能源发电具有波动性、间歇性和随机性的特点, 为了提高可再生能源消纳能力, 传统火电机组需要在深度调峰的同时具有较强的灵活性。本文提出了一种基于可再生能源制氢的调峰电厂掺氢燃烧系统构想, 并以 350 MWe 火电机组为例进行系统方案设计, 研究了不同掺氢比例和调峰负荷下的技术经济性, 分析了煤炭价格、碳税和制氢电价对调峰电厂度电成本的影响, 讨论了不同参数影响下该项目的投资回收期。结果表明: 以合适比例掺氢辅助燃烧后进一步深调锅炉负荷, 具有较好的经济效益。若不计碳税和制氢用电成本, 标准煤价以 800 元/t 计算, 不掺烧氢气时 (方案 1) 的度电成本为 0.347 元/kWh, 以 20% 掺氢比例辅助燃烧后进一步深调锅炉负荷至 20%THA (方案 5) 可将度电成本控制在仅增加 2.0%。当标准煤价大于 1 800 元/t 或碳税大于 400 元/t CO₂ 时, 火电机组掺氢所带来的省煤收益和降碳收益愈加显著, 改造方案在度电成本上开始占据优势。但随着制氢电价的提高, 掺氢改造方案的度电成本会随之增加。当标准煤价为 1 000 元/t、碳税为 100 元/t CO₂、不计制氢用电成本时, 方案 5 的投资回收期最短, 为 10.65 a。若未来煤炭价格和碳税价格进一步提高, 火电机组掺氢改造的经济效益更加显著。

关键词: 可再生能源; 电解水制氢; 调峰电厂; 掺氢燃烧; 方案设计; 经济性分析

中图分类号: TK01; TM621 **文献标志码:** A **文章编号:** 1006-6772(2025)03-0054-08

Schematic design and economic analysis of hydrogen co-firing for a peaking power plant with hydrogen from renewable energy

WANG Tiantian¹, LIU Biao², JI Fan¹, YUAN Dian², YU Yangwanqing¹, ZOU Gang³,
HU Wenyu¹, YANG Fuyuan¹, OUYANG Minggao¹

(1. School of Vehicle and Mobility, Tsinghua University, Beijing 100084, China; 2. Beijing SinoHytec Co., Ltd., Beijing, 100192, China;

3. Huaneng Xinjiang Energy Develop Co., Ltd., Urumqi, 830000, China)

Abstract: The proportion of renewable energy power generation in China has increased year by year. As renewable energy power generation, such as wind power and photovoltaic, is characterized by volatility, intermittency, and stochasticity, traditional thermal power units need to be highly flexible while deeply peaking to improve the capacity of renewable energy consumption. In this study, a hydrogen co-firing system for peaking power plants with hydrogen production from renewable energy is proposed. The schematic design of the system is carried out with a 350 MWe thermal power unit as an example, the technical economics of the system with different hydrogen blending ratios and peaking loads are investigated. Then the impacts of the coal price, carbon tax, and hydrogen production tariffs on the electricity cost per kWh of the peaking plant are analyzed, and the payback period of the project is discussed. The results show that further deep adjustment of boiler load after hydrogen co-firing with an appropriate ratio has better economic benefits. If carbon tax and hydrogen

收稿日期: 2024-12-30; 策划编辑: 白娅娜; 责任编辑: 刘雅清 DOI: 10.13226/j.issn.1006-6772.BB24123002

基金项目: 华能集团科技资助项目(HNKJ24-HF05); 中国博士后科学基金第 75 批面上资助项目(2024M751664); 中国博士后科学基金第 17 批特别资助项目(2024T170457)

作者简介: 王天天(1996—), 女, 山东菏泽人, 助理研究员, 博士。E-mail: tjwangtiantian96@163.com

通讯作者: 刘彪(1993—), 男, 甘肃会宁人, 副研究员, 博士。E-mail: liubiao1926@126.com

引用格式: 王天天, 刘彪, 季凡, 等. 可再生能源制氢下调峰电厂掺氢燃烧系统及经济性分析[J]. 洁净煤技术, 2025, 31(3): 54-61.

WANG Tiantian, LIU Biao, JI Fan, et al. Schematic design and economic analysis of hydrogen co-firing for a peaking power plant with hydrogen from renewable energy[J]. Clean Coal Technology, 2025, 31(3): 54-61.



production tariffs are not taken into account, and the coal price is calculated according to 800 yuan/t, the electricity cost without hydrogen co-firing (Scenario 1) is 0.347 yuan/kWh. Further deep adjustment of the boiler load to 20%THA after assisted combustion with 20% hydrogen co-firing (Scenario 5) would control the electricity cost at an increase of 2.0%. When the coal price rises to over 1 800 yuan/t or the carbon tax rises to over 400 yuan/t CO₂, the benefits of hydrogen co-firing in thermal power units in terms of coal saving and carbon reduction become increasingly significant, and the retrofitted scenarios start to dominate in terms of electricity cost per kWh. When the coal price is 1 000 yuan/t and the carbon tax price is 100 yuan/t CO₂ excluding the hydrogen production tariff, the payback period of Scenario 5 is the shortest, which is 10.65 years. If the coal price and carbon tax increase in the future, the economic benefit of hydrogen co-firing in thermal power units will be more significant.

Key words: renewable energy; hydrogen from electrolytic water; peaking power plants; hydrogen co-firing; schematic design; economic analysis

0 引言

“双碳”目标背景下,我国可再生能源发电占比不断增加^[1]。根据国家能源局统计数据,截至2023年底,我国可再生能源装机达到14.5亿kW,火电装机容量为14.05亿kW,可再生能源装机占全国发电总装机超过50%。但是,风电和光伏等可再生能源发电具有波动性、间歇性和随机性的特点^[2],这就要求传统的火电机组在深度调峰运行的同时具有较强的灵活性,以平衡供电和用电需求^[3]。

此外,由于我国风能和太阳能资源主要集中在西北、东北和华北地区,而电力负荷中心却集中在华东、华南和华中地区。这种源荷不匹配导致新能源电力需要远距离输送到负荷中心,但目前跨区域输电通道尚无法满足大规模电力外送需求^[4],造成了弃风弃光现象严重。因此,可再生能源就地消纳成为需要重点关注的问题。

氢能作为清洁零碳的二次能源,具有能量密度大、质量热值高、来源广泛等特点,可以作为高效的储能载体^[5-6]。通过可再生能源电解水制氢,可实现大规模跨季节存储和运输^[7],是消纳可再生能源的解决方案之一。同时,氢气作为燃料来说,具有燃烧温度高、火焰传播速度快、最小点火能低等特性^[8-10],为了配合火电机组深度调峰,在低负荷下掺氢燃烧可以增强其燃烧稳定性^[11]。

目前,已有学者针对可再生能源制氢及储运技术及其经济性展开了研究。王士博等^[12]归纳分析了氢储能与电力系统的耦合结构,阐述了电解水制氢、氢气储输、氢气发电等方面的关键技术发展现状。郭秀盈等^[13]对比了碱性PEM电解制氢的平准化成本(LCOH),并考察了规模效应、氢气压力、输入功率波动性等对碱性PEM电解制氢成本的影响。宋东新等^[14]分析了可再生能源电解水制氢技术及投资成本以及3种光伏发电制氢方式的经济性。李争等^[15]讨论了可再生能源互补系统的氢能发展,并从制氢、储氢、运氢3个方面对国内外发

展现状进行了总结和梳理。高波等^[16]系统分析和评估了海上风电制氢系统的热力学性能和经济性,风速、电解槽运行温度及运行压力的提升均有助于增强制氢系统的运行性能。

此外,也有学者针对燃煤锅炉掺氢燃烧进行了试验和模型研究。UEKI等^[17]利用沉降炉实验台研究了掺氢对煤粉燃烧的影响。结果表明,在合适的氢气流速下,煤粉的燃烧特性增强。WANG等^[18]通过实验分析了氢氧混合气体(HHO)对火电厂的影响。结果表明,HHO气体与煤的掺烧可以提高发电效率,同时减少对环境的污染。YAO等^[19]通过热力计算分析了掺氢对300 MW燃煤锅炉热力参数的影响。结果表明,氢燃料特性和掺氢比影响锅炉热力学性能,大比例掺烧后煤耗率下降,CO₂排放降低。WEI等^[20]通过CFD数值模拟研究了掺氢对660 MW火电机组的燃烧稳定性、传热特性和氮氧化物生成的影响。当氢气从二次风喷嘴喷入锅炉,氢气混合比为40%时,锅炉热流量增加1.04倍,炉膛出口的氮氧化物质量略有增加,约为1.13倍。

根据上述文献调研,通过可再生能源制氢,再将氢气输送到调峰电厂进行掺烧这一技术路线,既有助于消纳风电、光伏等可再生能源,也有助于增强调峰电厂在低负荷下的燃烧稳定性。学者们针对可再生能源制氢及储运的经济性以及火电机组掺氢燃烧性能开展了相关研究,但针对耦合可再生能源制氢的调峰电厂掺氢燃烧系统的整体方案设计及经济性分析研究较少,而且这也是未来氢储能在新型电力系统应用的重要技术路径之一^[6]。因此,本文提出了一种基于可再生能源制氢的调峰电厂掺氢燃烧系统构想,以350 MWe火电机组为例进行系统设计,研究了不同掺氢比例和调峰负荷下的技术经济性,分析了不同参数(煤炭价格、碳税和制氢电价)对调峰电厂度电成本的影响,以期为工程实践提供参考依据。

1 系统介绍

1.1 系统组成

图1展示了耦合可再生能源制氢的调峰电厂掺氢燃烧系统示意图。图2展示了在一个典型日内某地的可再生能源出力和实时电价的变化情况。

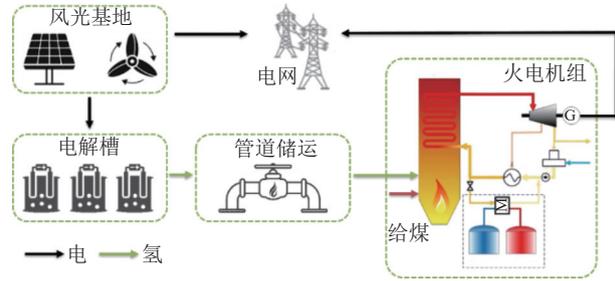


图1 耦合可再生能源制氢的调峰电厂掺氢燃烧系统示意图

Fig. 1 Schematic diagram of hydrogen co-firing for a peak power plant with hydrogen production from renewable energy

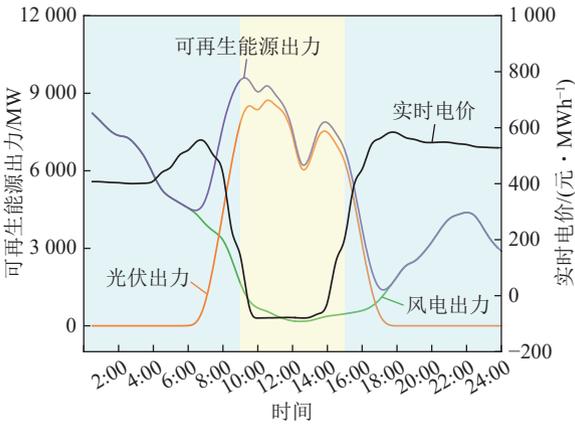


图2 某地典型日内可再生能源出力和实时电价的变化情况

Fig. 2 Variation of renewable energy output and real-time tariffs during a typical day

该系统的运行逻辑是，在可再生能源高发时段，将电网无法消纳的弃风弃光发电用于电解水制氢，作为氢储能调峰装置的输入电。产生的氢气通过管道储运至风光基地附近的调峰电厂。此时，在可再生能源高发时段，实时电价下调（如图2黄色区域所示），调峰电厂处于低负荷运行工况。为了保证火电机组在低负荷下的稳燃性，可以将氢气送入炉膛，以一定热值比例与煤混烧，同时也可以起到节约煤炭和降低火电机组碳排放的作用。需要说明的是，在本研究中暂不考虑弃风弃光发电的不稳定性对制氢量的影响，认为风光基地的制氢量可满足调峰电厂掺氢燃烧的需求。

在本研究中，调峰电厂以一台350 MWe超临界燃煤锅炉为例，锅炉的主要性能参数见表1。其中，BMCR工况是锅炉最大连续蒸发量下的工况（boiler maximum continuous rating）；BRL工况是锅炉在额定蒸发量下的工况（boiler rated load），

此时是锅炉热效率最高的负荷区；THA工况是汽轮机的额定出力工况（turbine heat acceptance）。锅炉设计的可调节运行工况范围是BMCR-30%THA负荷之间^[21]。

表1 350 MWe超临界燃煤锅炉性能参数
Table 1 Thermodynamic parameters of 350 MWe supercritical coal-fired boiler

参数	负荷工况			
	BMCR	BRL	75%THA	30%THA
过热器出口蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	1 199.82	1 134.05	759.0	328.6
过热器出口压力/MPa(g)	25.40	25.26	23.94	7.782
过热器出口温度/°C	571	571	571	520
再热器出口蒸汽流量/(t·h ⁻¹)	1 015.76	956.84	656.86	286.6
再热器出口压力/MPa(g)	4.569	4.293	2.956	1.311
再热器出口温度/°C	569	569	569	520
再热器进口压力/MPa(g)	4.759	4.471	3.077	1.454
再热器进口温度/°C	325.3	318.8	291.1	246.5
给水压力/MPa(g)	28.87	28.44	25.83	8.786
给水温度/°C	286.4	282.3	257.9	213

在电解水环节，本文选取商业化应用较为普遍的碱性电解槽，表2展示了国内市场某5 MW碱性电解槽的主要性能参数。

表2 5 MW碱性电解槽主要性能参数
Table 2 Key parameters of a 5 MW alkaline electrolyzer

参数	5 MW电解槽
工作温度/°C	70 ~ 90
工作压力/MPa(g)	0.1 ~ 1.6
产氢量/(Nm ³ ·h ⁻¹)	300 ~ 1 200
产氧量/(Nm ³ ·h ⁻¹)	50 ~ 600
工况范围/%	30 ~ 120

在管道储运环节，本文选定风光基地与调峰电厂之间的直线距离约20 km，纯氢管道的长度约为32.6 km，管材选取无缝钢管。针对不同的氢气流量，输氢管道的管径略有差别。同时，管道具有上千立方米的容积，在一定承压下也具备可观的储氢能力。

1.2 经济性评估模型

如图1所示，在耦合可再生能源制氢的调峰电厂掺氢燃烧系统中，风光基地和火电机组是已有建设工程，系统需要增加电解槽、输氢管道以及进行

火电机组锅炉侧掺氢改造。

本文讨论了在锅炉不同掺氢比例和调峰负荷下6种方案的技术经济性,这6种方案的计算边界条件见表3。其中,掺氢比例设置为0、20%和50%,根据已有文献[19-20],在20%和50%掺氢比例下可保证锅炉安全稳定燃烧;调峰负荷设置为30%THA、25%THA和20%THA,根据已有文献[22-24],锅炉具备进一步深调至20%THA负荷的能力。不同掺氢比例和调峰负荷用不同颜色的表格底

纹进行区分。方案1作为“基准工况”,将火电机组运行状态理想化为满负荷运行阶段和深调负荷运行阶段,考虑到设备可用率等参数,火电机组按每年运行300d计算,每天调峰时间为6h,调峰负荷为30%THA。方案2~3为“掺氢工况”,在方案1的基础上保持深调负荷不变,掺氢比例从0%分别增加至20%和50%。方案4~6为“掺氢后进一步深调工况”,通过掺氢将锅炉负荷从30%THA降至25%THA和20%THA工况。

表3 燃煤锅炉掺氢燃烧系统参数

Table 3 Parameters of hydrogen co-firing in the coal-fired boiler system

参数	方案1	方案2	方案3	方案4	方案5	方案6
每年深调小时数	6 h×300 d					
调峰负荷/%	30	30	30	25	20	20
火电厂发电效率(深调)/%	30	30	30	30	30	30
满负荷运行小时数	18 h×300 d					
火电厂发电效率(满负荷)/%	40	40	40	40	40	40
掺氢热量比/%	0	20	50	20	20	50
掺氢体积流量/(Nm ³ ·h ⁻¹)	0	23 544	58 859	19 620	15 696	39 239
5 MW电解槽数量	0	24	59	20	16	39
管道输氢流量/(Nm ³ ·h ⁻¹)	0	24 000	60 000	24 000	24 000	40 000

需要说明的是,为了简化计算,本文满负荷时发电效率取40%,调峰时发电效率统一取30%,但在实际运行过程中,不同深调工况下的发电效率可能会略有差异。掺氢体积流量根据调峰负荷和掺氢比例确定。5 MW电解槽在额定工况下产氢量为1 000 Nm³/h,据此确定最接近掺氢体积流量所需的电解槽数量。管道输氢流量应满足掺氢体积流量供应并留有一定裕量。由于方案2、4、5的输氢流量相差不太大,管径选型和投资成本测算相近,因此统一按照方案2来进行计算和评估。

本文以调峰电厂的度电成本来讨论可再生能源制氢及调峰电厂掺氢燃烧改造的经济性,对于方案1来说,调峰电厂的度电成本 C_{LCOE} 可根据式(1)计算得到。

$$C_{LCOE} = \frac{F_{fuel} + F_{carbon} + F_{asset} + F_{O\&M} + F_{other}}{W_{ele}} = \frac{C_{fuel} + C_{carbon} + C_{asset} + C_{O\&M} + C_{other}}{1} \quad (1)$$

式中, F_{fuel} 为燃料费用,即煤炭价格与年耗煤量的乘积; F_{carbon} 为碳税,即碳税单价与年CO₂排放量的乘积; F_{asset} 、 $F_{O\&M}$ 、 F_{other} 分别为机组本身的固定资产年折旧费用、设备年运维成本及其他成本(如

人工成本、财务费用、税金等)^[25]。 C_{fuel} 、 C_{carbon} 、 C_{asset} 、 $C_{O\&M}$ 、 C_{other} 则为各项对应的度电成本,元/kWh。相较于 C_{fuel} 来说, C_{asset} 、 $C_{O\&M}$ 和 C_{other} 这三者的成本较小,在方案1计算中,将这三者的度电成本之和取定值,为0.08元/kWh,方案2~6中这三者度电成本之和可基于该值计算得到。 W_{ele} 为火电机组年供电量,kWh,可根据式(2)计算得到。

$$W_{ele} = 1000 \times (Q_e \times t_1 + Q_p \times t_2) \times (1 - R_s) \quad (2)$$

式中, Q_e 为火电机组满负荷发电功率,即350 MW, Q_p 为火电机组调峰负荷发电功率,MW; t_1 和 t_2 分别为全年满负荷运行和调峰运行的小时数,h; R_s 为厂用电率,本文取5%。

方案2~6需要考虑电解槽、输氢管道以及火电机组锅炉侧掺氢燃烧改造的成本,经济性测算的相关参数见表4。

改造之后额外附加的度电成本 $C_{LCOE,add}$ 可根据式(3)计算得到。

$$C_{LCOE,add} = \frac{F_{ele} + F_{asset,add} + F_{O\&M,add} + F_{ins} + F_{lab}}{W_{ele}} = \frac{C_{ele} + C_{asset,add} + C_{O\&M,add} + C_{ins} + C_{lab}}{1} \quad (3)$$

式中, F_{ele} 为制氢的用电成本; $F_{asset,add}$ 为电解槽、

表4 经济性测算相关参数

Table 4 Parameters related to economic calculations

设备	参数	数值
电解槽	5 MW电解槽设备单价/万元	650
	每台电解槽工程建设成本和公辅成本/万元	1 000
	电解槽寿命/a	20
输氢管道	方案2/4/5输氢管道总成本/万元	13 200
	方案3输氢管道总成本/万元	14 000
	方案6输氢管道总成本/万元	13 600
	输氢管道设备成本占比/%	67
	输氢管道工程建设成本占比/%	33
锅炉掺氢改造	改造总成本/万元	2 500
	设备成本占比/%	33
	建设成本占比/%	67
设备	设备寿命/a	40
	设备年运维成本/万元	设备成本的2%
	设备年保险费用/万元	设备成本的0.5%
设备年人工成本/万元	设备成本的0.5%	

输氢管道和锅炉侧掺氢改造固定资产的年折旧费用； $F_{O\&M,add}$ 为以上设备附加的年运维成本； F_{ins} 为以上设备附加的年保险费用； F_{lab} 为以上设备附加的年人工成本。 C_{ele} 、 $C_{asset,add}$ 、 $C_{O\&M,add}$ 、 C_{ins} 、 C_{lab} 则为各项对应的度电成本，元/kWh。

2 结果与讨论

2.1 不同掺氢比例和调峰负荷下的经济性

针对可再生能源制氢的调峰电厂掺氢燃烧系统，前文提出了在不同掺氢比例和调峰负荷下的6种方案，图3展示了不同方案下调峰电厂全年的标准煤炭消耗量、CO₂排放量和制氢耗电量。首先，煤炭消耗量与掺氢比例和调峰负荷密切相关。掺氢比例越高，调峰负荷越低，所需的煤炭量就会越少。因此，方案6的全年煤炭消耗量最低。同理，调峰电厂的全年CO₂排放量由煤炭消耗量决定，在不同方案下，其变化趋势与煤炭消耗量的变化趋势保持一致。制氢耗电量则与掺烧所需要的氢气体积流量密切相关，由表3可知，方案3中所需的氢气流量最多。因此，方案3的全年制氢耗电量也最多，方案6次之。

图4展示了不同方案的度电成本。其中，标准

煤价格为800元/t，不计碳税和制氢用电成本（弃风弃光发电制氢）。在该计算边界条件下，方案1的度电成本最低，为0.347元/kWh。在方案2~6中，不管掺氢比例和调峰负荷如何变化，调峰电厂的度电成本都会增加。其中，方案3（掺氢50%并保持调峰负荷不变）增加最多，增幅为5.2%。这是因为该方案中所需要的氢气体积流量最多，由此产生的附加度电成本 $C_{LCOE,add}$ 最高（0.034元/kWh）。虽然掺氢燃烧后可以节省煤炭，燃料费用度电成本 C_{fuel} 下降至最低（0.251元/kWh），但综合计算之后得到的度电成本最高。方案5（掺氢20%后深调负荷至20%THA）增加最少，增幅为2.0%。该方案中所需要的氢气体积流量最小，因此 $C_{LCOE,add}$ 最低（0.012元/kWh）。此外，掺氢燃烧不仅替代了部分煤炭，还通过将锅炉负荷深调至20%THA工况进一步起到省煤的作用，该方案中 C_{fuel} 相对较低，为0.260元/kWh。

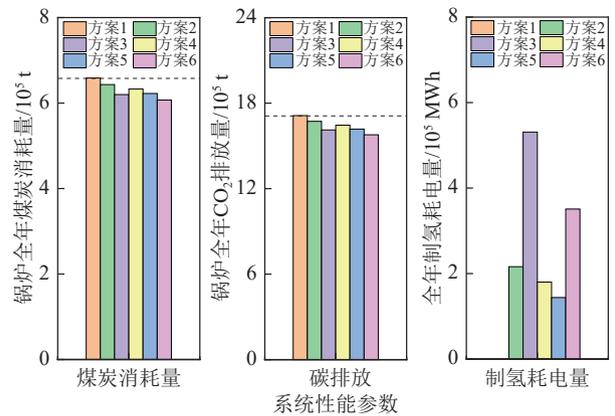


图3 不同方案下的全年煤炭消耗量、碳排放和制氢耗电量

Fig. 3 Annual coal consumption, carbon emissions, and electricity consumption for hydrogen production under different scenarios

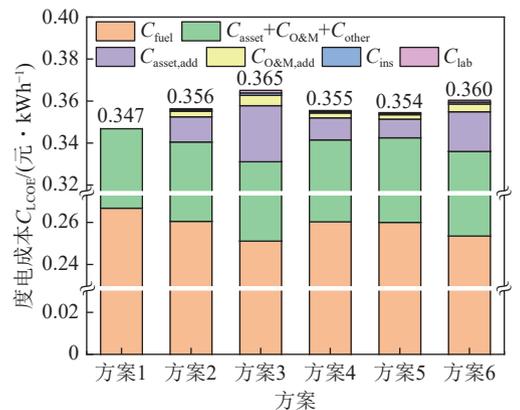


图4 不同方案下调峰电厂的度电成本比较

Fig. 4 Comparison of electricity cost per kWh of peaking power plant under different scenarios

为了进一步说明掺氢比例和调峰负荷变化对各项度电成本的影响,图5展示了6种方案下燃料费用度电成本 C_{fuel} 、机组折旧+运维+其他费用的度电成本 $C_{\text{asset}+\text{CO}\&\text{M}+\text{C}_{\text{other}}}$ 和附加度电成本 $C_{\text{LCOE,add}}$ 的变化情况。对比方案1、方案2和方案3可以发现,在调峰负荷(30%THA)不变的情况下,随着锅炉侧掺氢比例从0提升至50%,由于氢气替代了部分煤炭, C_{fuel} 下降5.9%;火电机组年供电量 W_{ele} 不变, $C_{\text{asset}+\text{CO}\&\text{M}+\text{C}_{\text{other}}}$ 也保持不变;但由于制储运氢的设备成本和工程建设成本增加,由此带来的附加度电成本 $C_{\text{LCOE,add}}$ 增加,总体度电成本增加。

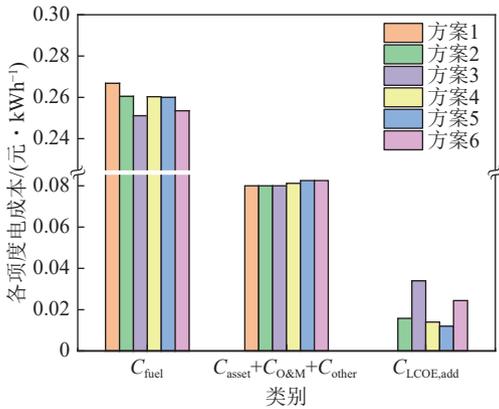


图5 掺氢比例和调峰负荷对各项度电成本的影响

Fig. 5 Effect of hydrogen blending ratio and peaking load on electricity cost per kWh

对比方案2、方案4和方案5可以发现,在掺氢比例(20%)不变的情况下,随着锅炉调峰负荷从30%THA降低至20%THA工况,掺氢燃烧和锅炉负荷降低均可以起到省煤的作用,因而 C_{fuel} 也呈现下降趋势;此时火电机组年供电量 W_{ele} 下降导致 $C_{\text{asset}+\text{CO}\&\text{M}+\text{C}_{\text{other}}}$ 略有增加;同时,负荷降低之后所需的氢气体积流量下降,制储运氢的设备成本和工程建设成本下降,由此带来的附加度电成本 $C_{\text{LCOE,add}}$ 降低,总体度电成本略有降低。

由此可以得出,若以合适掺氢比例加强燃烧进而降低锅炉的调峰负荷,不仅可以节省煤炭,还可以控制电解槽、输氢管道等制储运氢设备的投资成本,未来的发展前景可观。

2.2 煤炭价格、碳税和制氢电价的影响

前文中标准煤价格固定,且不考虑碳税价格和制氢成本电价(弃风弃光发电制氢),本小节将对以上3个参数的影响展开讨论。

图6展示了标准煤价格对度电成本的影响,在计算中不考虑碳税和制氢用电成本。以方案1(图6中黑色球体)作为基准工况,随着标准煤价格从800元/t增加到2200元/t,方案1的度电成本从

0.347元/kWh增加到0.814元/kWh,涨幅高达134.6%。当标准煤价格低于1600元/t时,方案2~6(图6中橙色圆锥)的度电成本均高于方案1。当标准煤价格升高到1800~2000元/t时,制储运氢与掺氢改造之后的方案由于节省了煤炭消耗量,在度电成本上开始占据优势。由图3可知,因为方案6、方案3和方案5省煤最多,在标准煤价格达到1800元/t时,这3种方案的度电成本(图6中蓝色球体)便低于方案1。方案4次之,在标准煤价格达到2000元/t时,其度电成本也会低于方案1。当标准煤价格升高至2200元/t以上时,省煤所带来的经济优势巨大,制储运氢与掺氢改造之后所有方案的度电成本(图6中蓝色圆锥)均小于方案1。

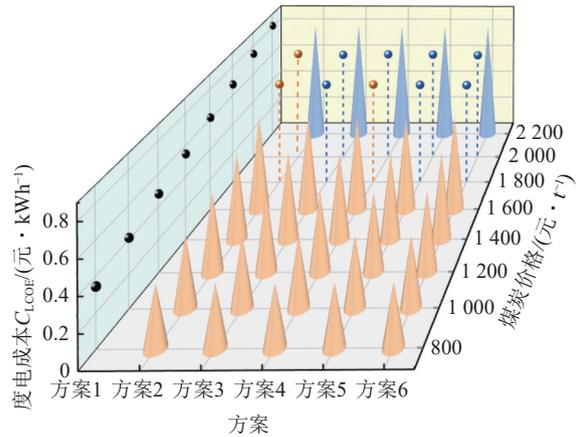


图6 标准煤价格对度电成本的影响

Fig. 6 Effect of coal prices on electricity cost of per kWh

图7展示了碳税价格对度电成本的影响,在计算中标准煤价格为800元/t,不计制氢成本电价。由于 CO_2 排放量是由煤炭消耗量决定,因此,碳税价格对度电成本的影响与标准煤价格相似。

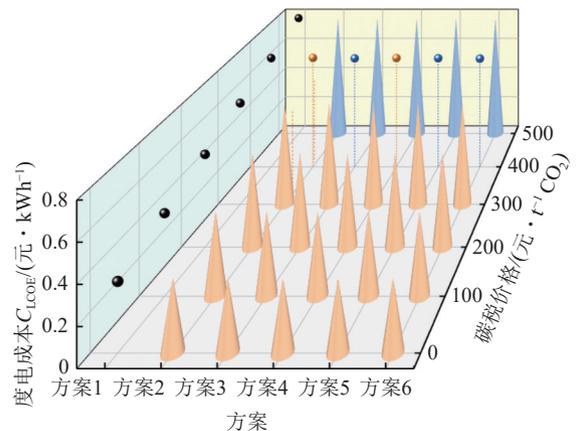


图7 碳税价格对度电成本的影响

Fig. 7 Effect of carbon tax on electricity cost of per kWh

以方案1(图7中黑色球体)作为基准工况,

随着碳税价格从 0 元/t CO₂ 增加到 500 元/t CO₂, 方案 1 的度电成本从 0.347 元/kWh 增加到 0.780 元/kWh, 涨幅高达 125.0%。当碳税价格低于 300 元/t CO₂ 时, 方案 2~6 (图 7 中橙色圆锥) 的度电成本均高于方案 1。当碳税价格升高到 400 元/t CO₂ 时, 制储运氢及掺氢改造之后的方案由于节省煤炭消耗, 降低了 CO₂ 排放, 在度电成本上出现了低于方案 1 的情况 (图 7 中蓝色球体)。当碳税价格升高到 500 元/t CO₂ 时, 制储运氢与掺氢改造之后所有方案的度电成本 (图 7 中蓝色圆锥) 均小于方案 1。

图 8 展示了制氢电价对度电成本的影响, 在计算中标准煤价格为 800 元/t, 不计碳税价格。因为制氢电价的提高会增加调峰电厂掺烧氢气的成本, 所以当制氢电价从 0 元/kWh 增加到 0.1 元/kWh 时, 制储运氢与掺氢改造之后所有方案的度电成本 (图 8 中橙色圆锥) 均大于方案 1。

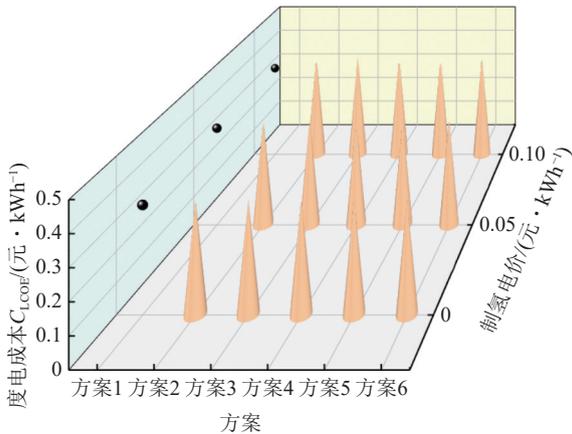


图 8 制氢电价对度电成本的影响

Fig. 8 Effect of tariffs for hydrogen production on electricity cost of per kWh

最后, 当碳税价格取 100 元/t CO₂, 不计制氢用电成本 (采用弃风弃光制氢) 时, 表 5 给出了在标准煤价格分别为 800 元/t 和 1 000 元/t 时调峰电厂掺氢燃烧系统改造的投资回收期。在计算过程中, 总的投资成本即为电解槽、输氢管道、锅炉掺氢改造的设备成本和工程建设成本; 年运行成本包括运维成本、保险费用、人工成本; 年收益包括省煤收益和碳税收益。

表 5 不同煤炭价格下的投资回收期

Table 5 5 Payback period at different coal prices

投资回收期	800元/t	1 000元/t
方案2 /年	—	>40
方案3 /年	>40	33.24
方案4 /年	23.67	18.92

方案5 /年	13.03	10.65
方案6 /年	18.21	14.76

从表 5 中可以看出, 通过可再生能源制氢和管道输氢至调峰电厂, 以合适比例掺氢辅助燃烧后进一步深调锅炉负荷, 具有一定的经济效益。当标准煤价格为 1 000 元/t、碳税价格为 100 元/t CO₂、不计制氢用电成本时, 方案 5 (掺氢 20% 后深调负荷至 20%THA) 的投资回收期为 10.65 a。若未来煤炭价格和碳税价格进一步提升, 则该项目的投资回收期会进一步缩短, 经济效益更加显著。

3 结 论

1) 火电机组的掺氢比例和调峰负荷决定制氢规模, 进而影响系统电解槽、输氢管道的规模和容量。一方面, 掺氢比例越高、调峰负荷越低, 全年省煤量越高, 燃料费用降低; 另一方面, 掺氢比例越高, 所需氢气流量越大, 电解槽和输氢管道的投资成本增加。以度电成本来看, 在不计碳税价格和制氢用电成本的情况下, 标准煤价格按照 800 元/t 计算, 不掺烧氢气时的度电成本为 0.347 元/kWh, 以合适比例掺氢并降低锅炉调峰负荷 (方案 5, 掺氢 20% 后深调负荷至 20%THA) 的度电成本仅增加 2.0%。

2) 标准煤价格、碳税和制氢电价均会对度电成本产生影响。以标准煤价格为 800 元/t, 不计碳税和制氢用电成本为基准, 当标准煤价格升高到大于 1 800 元/t 或碳税升高到大于 400 元/t CO₂ 时, 掺氢所带来的省煤和降碳收益愈加显著, 改造之后的方案在度电成本上开始占据优势。但随着制氢电价的提高, 掺氢改造方案的度电成本会随着增加。

3) 当标准煤价格为 1 000 元/t、碳税价格为 100 元/t CO₂、不计制氢用电成本时, 方案 5 的投资回收期为 10.65 a。这说明以合适比例掺氢辅助燃烧后进一步深调锅炉负荷, 具有一定的经济效益。若未来煤炭价格和碳税价格进一步提升, 则该项目的投资回收期会进一步缩短, 经济效益更加显著。

参考文献 (References):

- [1] DESHMUKH M K G, SAMEERODDIN M, ABDUL D, et al. Renewable energy in the 21st century: A review[J]. Materials Today: Proceedings, 2023, 80: 1756–1759.
- [2] MAHDAVI M, JURADO F, SCHMITT K, et al. Electricity generation from cow manure compared to wind and photovoltaic electric power considering load uncertainty and renewable generation variability[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2024, 60(2): 3543–3553.
- [3] 刘云. 我国能源电力发展及火电机组灵活性改造综述 [J]. 洁净

- 煤技术, 2023, 29(S2): 319–327.
- LIU Yun. Summary of China's energy and electric power development and flexible transformation of thermal power units[J]. *Clean Coal Technology*, 2023, 29(S2): 319–327.
- [4] 苗安康, 袁越, 吴涵, 等. “双碳”目标下绿色氢能技术发展现状与趋势研究[J]. *分布式能源*, 2021, 6(4): 15–24.
- MIAO Ankang, YUAN Yue, WU Han, et al. Research on development status and trend of green hydrogen energy technologies under targets of carbon peak and carbon neutrality[J]. *Distributed Energy*, 2021, 6(4): 15–24.
- [5] 曹蕃, 陈坤洋, 郭婷婷, 等. 氢能产业发展技术路径研究[J]. *分布式能源*, 2020, 5(1): 1–8.
- CAO Fan, CHEN Kunyang, GUO Tingting, et al. Research on technological path of hydrogen energy industry development[J]. *Distributed Energy*, 2020, 5(1): 1–8.
- [6] 许传博, 刘建国. 氢储能在我国新型电力系统中的应用价值、挑战及展望[J]. *中国工程科学*, 2022, 24(3): 89–99.
- XU Chuanbo, LIU Jianguo. Hydrogen energy storage in China's new-type power system: Application value, challenges, and prospects[J]. *Strategic Study of CAE*, 2022, 24(3): 89–99.
- [7] 张薇. 制氢技术进展及经济性分析[J]. *当代石油石化*, 2022, 30(7): 31–36.
- ZHANG Wei. The progress and economic analysis of hydrogen production technology[J]. *Petroleum & Petrochemical Today*, 2022, 30(7): 31–36.
- [8] WANG T T, ZHANG Y, ZHANG H, et al. Stability and emissions of hydrogen-enriched methane flames on metal fiber surface burners[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 72: 1308–1320.
- [9] HUANG Z H, ZHANG Y, ZENG K, et al. Measurements of laminar burning velocities for natural gas–hydrogen–air mixtures[J]. *Combustion and Flame*, 2006, 146(1-2): 302–311.
- [10] TANG C L, ZHANG Y J, HUANG Z H. Progress in combustion investigations of hydrogen enriched hydrocarbons[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, 30: 195–216.
- [11] 赵硕, 王勇, 汪鑫, 等. 燃煤掺烧氢对燃烧特性影响的试验研究[J/OL]. *洁净煤技术*, 2024; 1-7. [2024-010-30]. <http://kns.cnki.net/KCMS/detail/detail.aspx?filename=JJMS2024072900A&dbname=CJFD&dbcode=CJFQ>.
- ZHAO Shuo, WANG Yong, WANG Xin, et al. Experimental study on the influence of hydrogen mixed with coal on combustion characteristics[J/OL]. *China Industrial Economics*, 2024; 1-7. [2024-10-30]. <http://kns.cnki.net/KCMS/detail/detail.aspx?filename=JJMS2024072900A&dbname=CJFD&dbcode=CJFQ>.
- [12] 王士博, 孔令国, 蔡国伟, 等. 电力系统氢储能关键应用技术现状、挑战及展望[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(17): 6660–6681.
- WANG Shibo, KONG Lingguo, CAI Guowei, et al. Current status, challenges and prospects of key application technologies for hydrogen storage in power system[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(17): 6660–6681.
- [13] 郭秀盈, 李先明, 许壮, 等. 可再生能源电解制氢成本分析[J]. *储能科学与技术*, 2020, 9(3): 688–695.
- GUO Xiuying, LI Xianming, XU Zhuang, et al. Cost analysis of hydrogen production by electrolysis of renewable energy[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2020, 9(3): 688–695.
- [14] 宋东新, 王世乐, 苗剑, 等. 可再生能源制氢技术经济性探讨及成本分析[J]. *中外能源*, 2023, 28(11): 24–29.
- SONG Dongxin, WANG Shile, MIAO Jian, et al. Economics and cost analysis of technologies for hydrogen production from renewable energy[J]. *Sino-Global Energy*, 2023, 28(11): 24–29.
- [15] 李争, 张蕊, 孙鹤旭, 等. 可再生能源多能互补制-储-运关键技术综述[J]. *电工技术学报*, 2021, 36(3): 446–462.
- LI Zheng, ZHANG Rui, SUN Hexu, et al. Review on key technologies of hydrogen generation, storage and transportation based on multi-energy complementary renewable energy[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2021, 36(3): 446–462.
- [16] 高波, 王佳琪, 刘志亮, 等. 海上风电制氢系统建模及热力学与经济学分析[J/OL]. *化工学报*, 1-23[2024-010-30]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1946.TQ.20241113.1630.009.html>.
- GAO Bo, WANG Jiaqi, LIU Zhiliang, et al. Modeling and thermodynamic and economic analysis of offshore wind power-based hydrogen production systems[J/OL]. *CIESC Journal*. 1-23[2024-010-30]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1946.TQ.20241113.1630.009.html>.
- [17] UEKI Y, YOSHIE R, NARUSE I, et al. Effect of hydrogen gas addition on combustion characteristics of pulverized coal[J]. *Fuel Processing Technology*, 2017, 161: 289–294.
- [18] WANG C N, CHOU M T, HSU H P, et al. The efficiency improvement by combining HHO gas, coal and oil in boiler for electricity generation[J]. *Energies*, 2017, 10(2): 251.
- [19] YAO Q P, LI R Y, WANG Y K, et al. Feasibility analysis of coupling hydrogen-derived fuel on a coal-fired boiler for power generation[J]. *Energy & Fuels*, 2023, 37(1): 477–491.
- [20] WEI D N, HAN S J, JI X L, et al. Numerical investigation of hydrogen co-firing in a 660 MW power plants: Combustion stability, heat transfer, and NO_x formation[J]. *Journal of the Energy Institute*, 2024, 113: 101558.
- [21] 郑麒麟, 王禹朋, 苗闪闪, 等. 新建 350MW 超临界机组耦合熔盐储热系统方案研究[J]. *锅炉制造*, 2024(4): 13–15.
- ZHENG Qilin, WANG Yupeng, MIAO Shanshan, et al. Research on non afterburning compressed air energy storage system based on molten salt heat storage[J]. *Boiler Manufacturing*, 2024(4): 13–15.
- [22] 李泉, 尹峰, 苏烨, 等. 超临界机组深度调峰研究及应用[J]. *电站系统工程*, 2017, 33(5): 60–62, 66.
- LI Quan, YIN Feng, SU Ye, et al. Research and application of supercritical unit on peak load[J]. *Power System Engineering*, 2017, 33(5): 60–62, 66.
- [23] 张良. 锅炉侧超临界机组 20% 负荷深度调峰改造技术与应用[J]. *冶金能源*, 2022, 41(3): 27–31.
- ZHANG Liang. Transformation technology and application of 20% load deep peak shaving of supercritical unit on boiler side[J]. *Energy for Metallurgical Industry*, 2022, 41(3): 27–31.
- [24] 王学华, 姚力, 陈学州, 等. 超超临界百万机组 20% 负荷深度调峰运行试验研究[J]. *能源与节能*, 2024(1): 1–6, 12.
- WANG Xuehua, YAO Li, CHEN Xuezhou, et al. 20% load deep peak shaving operation test of ultra-supercritical million units[J]. *Energy and Energy Conservation*, 2024(1): 1–6, 12.
- [25] 赵淑媛, 袁鑫, 刘骏, 等. CCUS 应用下 660 MW 燃煤电站度电成本与电力供应成本分析[J]. *动力工程学报*, 2024, 44(4): 547–556, 574.
- ZHAO Shuyuan, YUAN Xin, LIU Jun, et al. Analysis of leveled cost of energy and cost of electricity supply for 660 MW coal-fired power station under CCUS application[J]. *Journal of Chinese Society of Power Engineering*, 2024, 44(4): 547–556, 574.