

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2023.03.016

基于 P2G 与富氧燃烧联合运行的多能源低碳调度

王灿^{1,2}, 李欣然¹, 赵积红³, 田福银¹, 褚四虎¹, 王傲奇¹

(1. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002;

2. 梯级水电站运行与控制湖北省重点实验室(三峡大学), 湖北 宜昌 443002;

3. 湖南德力电力建设集团有限公司, 湖南 常德 415009)

摘要:电转气(power to gas, P2G)技术实现了电能与天然气的相互耦合,在提升多能源系统经济性和降低系统的碳排放方面发挥着重要作用。文中针对 P2G 过程中电解水产生的氧气未能被充分利用的问题,提出了基于 P2G 与富氧燃烧联合运行的多能源系统优化调度模型。首先,将 P2G 过程分为电转氢过程和甲烷化过程,电转氢过程产生的氧气输送给富氧燃烧电厂使用;再将富氧燃烧电厂捕集的 CO₂ 与电转氢过程生成的氢气作为甲烷化反应的原料,生成的天然气供给燃气机组使用,从而实现资源的充分利用。其次,将 P2G 与富氧燃烧电厂联合运行模型引入多能源系统,构建了基于 P2G 与富氧燃烧电厂联合运行的低碳多能源系统架构。最后,建立以多能源系统运行成本最小为目标的低碳经济调度模型,并通过设置场景对比的方式进行验证。仿真结果表明,所提模型有效降低了系统成本及碳排放量。

关键词:电转气(P2G);富氧燃烧;碳捕集;多能源系统;低碳优化;碳交易

中图分类号: TM73; TK91

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2023)03-0139-10

0 引言

为了应对气候变化对环境的影响,我国提出了“碳达峰”“碳中和”的“双碳”发展目标,而促进能源系统的低碳化转型是实现“双碳”目标的重要途径之一^[1-4]。相比于传统单一能源系统,多能源系统在实现多种能源互补、提高能源利用效率方面有着巨大的优势,在降低碳排放方面也有极大的潜力,受到学者的广泛关注^[5-7]。

电转气(power to gas, P2G)可以将富余电能转化为天然气进行存储或使用^[8-10],实现可再生能源的消纳,为发挥多能源系统的低碳潜力提供了重要技术支撑。文献[11]细化了 P2G 过程,并在系统中引入氢燃料电池,实现了电、氢、天然气的相互耦合,提高了 P2G 的利用效率。文献[12-13]将需求侧响应引入含 P2G 的综合能源系统,进一步提升了系统的经济性。上述文献将 P2G 纳入综合能源系统,提高了新能源的消纳能力,但是在 P2G 转化过程中,通过外购 CO₂ 的方式合成天然气存在成本过高的问题。

碳捕集与封存技术是降低碳排放的有效手段之一^[14-15],同时也为 P2G 使用的 CO₂ 提供了新的来源途径。将碳捕集与 P2G 相结合^[16-17],既能够降低系统的碳排放量,又能够为 P2G 供应 CO₂ 原料,降

低购碳成本,并实现 CO₂ 的就地利用,减少碳运输与封存成本。文献[18-19]构建了 P2G 与碳捕集联合运行模型,提高了经济效益与环境效益。文献[20]通过添加 CO₂ 储气装置解决了碳捕集与利用时存在的时空不同步问题。但上述文献都是基于燃烧后捕集技术,会产生较高的碳捕集成本。

随着碳捕集技术的不断发展,有着高捕集效率和低捕集成本的富氧燃烧技术引起了学者的关注。文献[21]将富氧燃烧与综合能源系统相结合,研究了富氧燃烧电厂运行机理对综合能源系统调度的影响。文献[22]构建了考虑富氧燃烧技术的含光热发电与垃圾焚烧的虚拟电厂调度模型,该模型能够使源荷两侧协调运行并提高了虚拟电厂供能灵活性。上述文献虽然将电网调度与富氧燃烧技术相结合,降低了碳捕集成本,但是忽略了富氧燃烧中空分制氧机的使用会导致制氧成本较高的问题。

考虑到上述文献中的不足,文中将富氧燃烧技术与 P2G 技术相结合,考虑用 P2G 设备替代空分制氧机,将 P2G 过程中产生的氧气供给富氧燃烧电厂使用,既节省了制氧成本又实现了 P2G 资源的充分利用。文中首先阐释了 P2G 与富氧燃烧电厂联合运行机理,并建立 P2G 及富氧燃烧电厂的数学模型。其次,综合考虑系统发电成本、购气成本、运行维护成本、碳交易成本以及碳封存成本,建立基于 P2G 与富氧燃烧电厂联合运行的多能源系统低碳优化调度模型。最后通过算例仿真验证了文中所

收稿日期:2022-11-23;修回日期:2023-01-31

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52107108)

提模型在减少系统碳排放与运行成本方面的优越性。

1 P2G 与富氧燃烧电厂联合运行模型

1.1 P2G 与富氧燃烧电厂联合运行机理

富氧燃烧技术作为一种燃烧中碳捕集技术,可以有效实现对 CO₂ 的捕集,并且成本比燃烧前捕集技术与燃烧后捕集技术的碳捕集低^[23]。但是高氧燃烧须设置空分制氧机,制氧成本较高。因此,文中考虑 P2G 技术可以在制氢的同时产生氧气,与富氧燃烧电厂联合运行可降低系统的运行成本,其工作原理如图 1 所示。

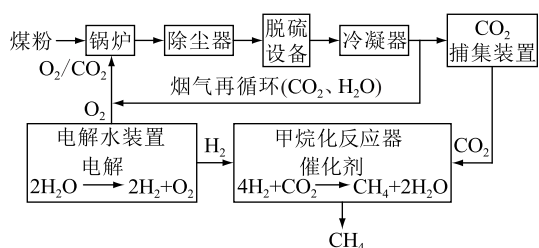


图 1 P2G 与富氧燃烧电厂联合运行原理

Fig.1 Principle of combined operation of P2G and oxy-fuel combustion plant

将 P2G 第一阶段电解水反应产生的氧气输入锅炉,使煤粉在富氧环境下充分燃烧,得到高浓度的 CO₂ 烟气。烟气经过除尘、脱硫、冷凝处理后,进入碳捕集装置中实现 CO₂ 的捕集。捕集到的 CO₂ 分为两部分,一部分 CO₂ 与电解水产生的氢气一起作为甲烷化反应的原料,剩余的 CO₂ 通过碳封存技术进行封存,以减少 CO₂ 的排放量。

1.2 P2G 技术原理及模型

文中将 P2G 过程分为两阶段运行:第一阶段为电转氢过程,在电解槽内进行,通过电解水反应制氢气,既能促进可再生能源的消纳利用,又能将电解水产生的副产物氧气供富氧燃烧电厂使用;第二阶段在甲烷化反应器内进行,将富氧燃烧捕集到的 CO₂ 与第一阶段产生的氢气通过甲烷化反应合成天然气。两阶段运行模型建立如式(1)、式(2)所示。

(1) 电解制氢数学模型。

$$V_{H_2,t} = \frac{\eta_{EL} P_{EL,t}}{R_{H_2} \rho_{H_2}} \quad (1)$$

式中: $V_{H_2,t}$ 为电解槽 t 时刻的产氢体积; η_{EL} 为电解槽电转氢的转化效率; $P_{EL,t}$ 为电解槽在 t 时刻电解所消耗的电功率; R_{H_2} 为氢气热值; ρ_{H_2} 为氢气密度。

(2) 甲烷化反应数学模型。

$$V_{P2G,t} = \tau \eta_{MR} V_{H_2,t} \quad (2)$$

式中: $V_{P2G,t}$ 为甲烷化反应器 t 时刻的产气体积; τ

为反应系数; η_{MR} 为甲烷化反应器的转化效率。

1.3 富氧燃烧电厂技术原理及模型

传统富氧燃烧电厂产生的电能主要供给空分制氧装置、碳捕集装置和负荷使用^[24]。在文中构造的联合运行系统中由 P2G 设备取代了空分制氧装置的使用。因此其能量关系为:

$$P_G = P_C + P_N \quad (3)$$

式中: P_G 为富氧燃烧电厂的总发电功率; P_C 为碳捕集装置消耗的功率; P_N 为供负荷使用功率。

由富氧燃烧电厂的氧气消耗量与电解水装置的制氧量相等可得:

$$O_{P2G} = O_G \quad (4)$$

$$O_G = \mu P_C \quad (5)$$

$$Q_C = \eta_C e_C P_C \quad (6)$$

$$P_C = \lambda_C Q_C \quad (7)$$

式中: O_{P2G} 为电解水装置的制氧量; O_G 为富氧燃烧电厂的氧气消耗量; μ 为富氧燃烧电厂在富氧条件运行时产生单位功率所消耗的氧气量; Q_C 为碳捕集装置的捕碳量; η_C 为碳捕集装置的碳捕集效率; e_C 为富氧燃烧电厂的单位碳排放强度; λ_C 为碳捕集装置捕集单位 CO₂ 消耗的功率。

2 多能源系统低碳模型构建

2.1 多能源系统结构

文中构建的基于 P2G 与富氧燃烧电厂联合运行的低碳多能源系统,其能量流动关系如图 2 所示。

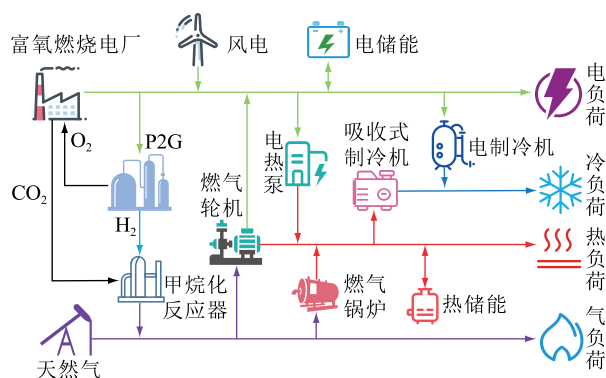


图 2 多能源系统能流

Fig.2 Energy flow of multi-energy system

2.2 多能源系统设备数学模型

2.2.1 燃气轮机模型

$$P_{GT,t} = \eta_{GT} P_{gas,t} \quad (8)$$

$$k = \frac{H_{GT,t}}{P_{GT,t}} \quad (9)$$

$$P_{GT}^{\min} \leq P_{GT,t} \leq P_{GT}^{\max} \quad (10)$$

$$\Delta P_{GT}^{\min} \leq P_{GT,t} - P_{GT,t-1} \leq \Delta P_{GT}^{\max} \quad (11)$$

式中: $P_{GT,t}$ 为 t 时刻燃气轮机的发电功率; η_{GT} 为燃气轮机的发电效率; $P_{gas,t}$ 为 t 时刻燃气轮机的耗气功率; k 为燃气轮机的热电比; $H_{GT,t}$ 为 t 时刻燃气轮机的产热功率; P_{GT}^{\min} 、 P_{GT}^{\max} 分别为燃气轮机的最小和最大输出功率; ΔP_{GT}^{\max} 、 ΔP_{GT}^{\min} 分别为燃气轮机的电功率爬坡上限和下限。

2.2.2 其他能量转换设备模型

文中构建的多能源系统中的能量转换设备有燃气锅炉 (gas boiler, GB)、电热泵 (electric heat pump, EHP)、电制冷机 (electrical chiller, EC) 和吸收式制冷机 (absorption chiller, AC)。其能量转换关系可统一表述为:

$$E_{\Omega,t}^{\text{out}} = \zeta_{\Omega} E_{\Omega,t}^{\text{in}} \quad (12)$$

$$P_{\Omega}^{\min} \leq E_{\Omega,t}^{\text{out}} \leq P_{\Omega}^{\max} \quad (13)$$

$$\Delta P_{\Omega}^{\min} \leq P_{\Omega,t} - P_{\Omega,t-1} \leq \Delta P_{\Omega}^{\max} \quad (14)$$

式中: Ω 为 4 种能量转换设备的集合, 即 $\Omega \in \{\text{GB}, \text{EHP}, \text{EC}, \text{AC}\}$; $E_{\Omega,t}^{\text{out}}$ 、 $E_{\Omega,t}^{\text{in}}$ 分别为 t 时刻设备的输出功率和设备消耗的功率; ζ_{Ω} 为能量转换效率; P_{Ω}^{\min} 、 P_{Ω}^{\max} 分别为设备的最小和最大出力; $P_{\Omega,t}$ 、 $P_{\Omega,t-1}$ 分别为 t 时刻、 $t-1$ 时刻设备的出力; ΔP_{Ω}^{\max} 、 ΔP_{Ω}^{\min} 分别为设备的爬坡上限和下限。

2.2.3 储能设备模型

系统中的储能设备有电储能和热储能, 构建模型如式(15)、式(16)所示。

$$S_{ES,t} = (1 - \delta_{ES}) S_{ES,t-1} + \eta_{ES}^{\text{ch}} P_{ES,t}^{\text{ch}} - \frac{P_{ES,t}^{\text{dis}}}{\eta_{ES}^{\text{dis}}} \quad (15)$$

$$S_{HS,t} = (1 - \delta_{HS}) S_{HS,t-1} + \eta_{HS}^{\text{ch}} H_{HS,t}^{\text{ch}} - \frac{H_{HS,t}^{\text{dis}}}{\eta_{HS}^{\text{dis}}} \quad (16)$$

式中: $S_{ES,t}$ 、 $S_{HS,t}$ 分别为 t 时刻电储能和热储能的储能能量; $S_{ES,t-1}$ 、 $S_{HS,t-1}$ 分别为 $t-1$ 时刻电储能和热储能的储能能量; δ_{ES} 、 δ_{HS} 分别为电储能和热储能的自放电效率和自放热效率; η_{ES}^{ch} 、 η_{ES}^{dis} 分别为电储能的充、放电效率; η_{HS}^{ch} 、 η_{HS}^{dis} 分别为热储能的充、放热效率; $P_{ES,t}^{\text{ch}}$ 、 $P_{ES,t}^{\text{dis}}$ 分别为 t 时刻电储能的充、放电功率; $H_{HS,t}^{\text{ch}}$ 、 $H_{HS,t}^{\text{dis}}$ 分别为 t 时刻热储能充、放热功率。

3 多能源系统低碳调度模型

3.1 目标函数

文中构建的低碳优化模型以系统的综合运行成本最低为目标, 其目标函数如式(17)所示。

$$\min F = F_G + F_{\text{gas}} + F_{\text{CS}} + F_{\text{ct}} + F_{\text{op}} \quad (17)$$

式中: F 为系统运行总成本; F_G 为富氧燃烧电厂的燃料成本; F_{gas} 为系统消耗天然气的成本; F_{CS} 为碳封存成本; F_{ct} 为碳交易成本; F_{op} 为系统内各设备

的运行维护成本。

(1) 富氧燃烧电厂的燃料成本 F_G 。

$$F_G = \sum_{t=1}^T (a(P_{G,t})^2 + bP_{G,t} + c) \quad (18)$$

式中: T 为总调度时间; a 、 b 、 c 为富氧燃烧电厂的燃料成本系数; $P_{G,t}$ 为 t 时刻富氧燃烧电厂的总发电功率。

(2) 系统的购气成本 F_{gas} 。

$$F_{\text{gas}} = \sum_{t=1}^T [J_{\text{gas}}(V_{GT,t} + V_{GB,t} - V_{P2G,t})] \quad (19)$$

式中: J_{gas} 为购气价格; $V_{GT,t}$ 、 $V_{GB,t}$ 分别为 t 时刻燃气轮机与 GB 的天然气消耗量。

(3) 碳封存成本 F_{CS} 。

$$F_{\text{CS}} = \sum_{t=1}^T J_{\text{CS}} Q_{\text{CS},t} \quad (20)$$

$$Q_{\text{CS},t} = Q_{C,t} - Q_{P2G,t} \quad (21)$$

式中: J_{CS} 为封存单位 CO_2 的价格; $Q_{\text{CS},t}$ 为 t 时刻 CO_2 封存量; $Q_{C,t}$ 为 t 时刻碳捕集装置的捕碳量; $Q_{P2G,t}$ 为 t 时刻 P2G 过程的 CO_2 消耗量。

(4) 碳交易成本 F_{ct} 。

$$F_{\text{ct}} = J_{\text{ct}}(Q_Z - Q_{\text{CS}} - Q_f) \quad (22)$$

式中: J_{ct} 为碳交易价格; Q_Z 为总碳排放量; Q_{CS} 为 CO_2 封存量; Q_f 为碳排放配额。

(5) 系统内设备运行维护成本 F_{op} 。

$$F_{\text{op}} = \sum_{i=1}^T f_i P_{i,t} \quad (23)$$

式中: f_i 为第 i 类设备单位出力的运行维护成本; $P_{i,t}$ 为第 i 类设备在 t 时刻的出力。

3.2 约束条件

(1) 电功率平衡约束。

$$P_{N,t} + P_{WT,t} + P_{GT,t} + P_{ES,t}^{\text{dis}} =$$

$$P_{EHP,t} + P_{EC,t} + P_{\text{load},t} + P_{EL,t} + P_{ES,t}^{\text{ch}} \quad (24)$$

式中: $P_{N,t}$ 为 t 时刻富氧燃烧电厂的净发电功率; $P_{WT,t}$ 为 t 时刻风机发电功率; $P_{EHP,t}$ 为 t 时刻 EHP 消耗的电功率; $P_{EC,t}$ 为 t 时刻 EC 消耗的电功率; $P_{\text{load},t}$ 为 t 时刻电负荷消耗的电功率; $P_{EL,t}$ 为 t 时刻电解槽消耗的电功率。

(2) 热功率平衡约束。

$$H_{EHP,t} + H_{HS,t}^{\text{dis}} + H_{GT,t} + H_{GB,t} =$$

$$H_{HS,t}^{\text{ch}} + H_{\text{load},t} + H_{AC,t} \quad (25)$$

式中: $H_{EHP,t}$ 为 t 时刻 EHP 输出的热功率; $H_{GT,t}$ 为 t 时刻燃气轮机提供的热功率; $H_{GB,t}$ 为 t 时刻 GB 提供的热功率; $H_{\text{load},t}$ 为 t 时刻热负荷消耗的热功率; $H_{AC,t}$ 为 t 时刻 AC 消耗的热功率。

(3) 冷功率平衡约束。

$$C_{EC,t} + C_{AC,t} = C_{\text{load},t} \quad (26)$$

式中： $C_{EC,t}$ 为 t 时刻 EC 的制冷功率； $C_{AC,t}$ 为 t 时刻 AC 输出的冷功率； $C_{load,t}$ 为 t 时刻冷负荷消耗的冷功率。

(4) 气平衡约束。

$$V_{S,t} + V_{P2G,t} = V_{GT,t} + V_{GB,t} + V_{load,t} \quad (27)$$

式中： $V_{S,t}$ 为 t 时刻气源产气量； $V_{P2G,t}$ 为 t 时刻 P2G 设备的产气量； $V_{load,t}$ 为 t 时刻天然气负荷。

3.3 模型求解方法

考虑到文中模型属于混合整数规划问题,可以使用成熟的商业求解器进行求解。通过 Matlab 软件中的 YALMIP 工具箱调用 Gurobi 求解器,由求解器对所建立的基于 P2G 与富氧燃烧电厂联合运行的多能源系统低碳优化调度模型进行优化求解。具体求解流程如图 3 所示。

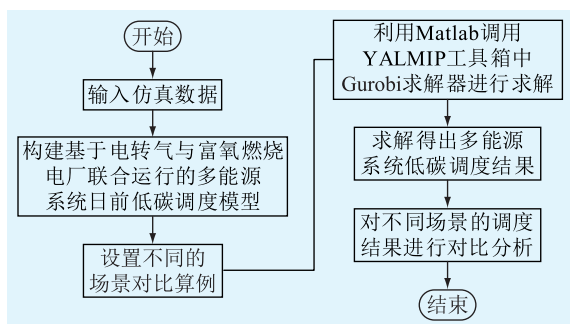


图 3 模型求解流程

Fig.3 Model solving process

4 算例分析

4.1 仿真条件设置

文中采用某地区典型日的冷热电气负荷数据进行算例仿真分析。具体构建了一个区域多能源系统,其中由风电场、富氧燃烧电厂、燃气轮机和电储能设备对电负荷进行供电,由燃气轮机、EHP、GB、热储能对热负荷进行供热,由 AC 与 EC 对冷负荷进行供冷,同时系统中还配置了 P2G 设备对富氧燃烧电厂进行供氧。负荷数据及风电预测出力数据如图 4 所示。参数设置参考文献[25-26],总调度时间 T 设为 24 h,单位调度时间为 1 h。

为了验证文中所提基于 P2G 与富氧燃烧电厂联合运行的多能源系统低碳运行模型的合理性与有效性,设置了 3 种运行场景对其进行低碳优化调度。

场景 1:富氧燃烧电厂参与运行,且不考虑 P2G 设备的使用。

场景 2:不考虑富氧燃烧电厂与 P2G 设备联合运行,各设备独立运行。

场景 3:富氧燃烧电厂与 P2G 联合运行,即文中

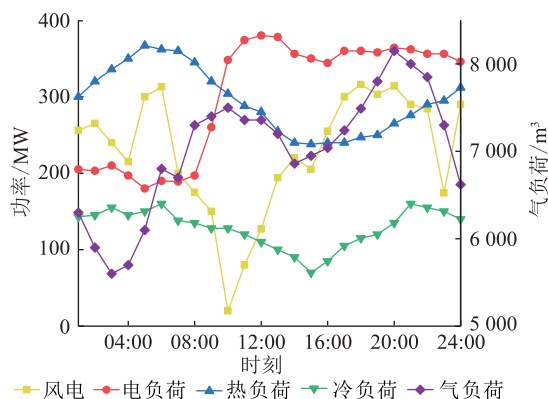


图 4 负荷及风电出力预测曲线

Fig.4 Curves of load and wind power predicted value 所提低碳运行模型。

4.2 调度成本分析

表 1 为上述 3 种场景下系统的低碳调度成本对比。

表 1 3 种场景成本对比

Table 1 Costs comparison of three scenarios

运行指标	场景 1	场景 2	场景 3
运维成本/元	676 251	889 891	860 197
煤耗成本/元	1 571 748	1 304 517	1 131 185
购气成本/元	1 005 786	190 087	171 222
碳封存成本/元	225 639	137 227	92 208
碳交易成本/元	-639 421	-530 810	-460 272
总成本/元	2 840 003	1 990 912	1 794 540
净碳排放量/t	153.5	127.4	110.5

由表 1 可知,相比于其他 2 种场景,场景 3 的系统运行总成本最低。场景 2、3 与场景 1 相比,场景 2、3 的系统在考虑富氧燃烧电厂运行的基础上引入了 P2G 设备后,使系统的运行总成本与净碳排放量均有所降低,购气成本与碳封存成本也大幅度下降。其中,场景 2 与场景 1 相比,系统的运行总成本降低了 29.9%,净碳排放量减少了 17%;场景 3 与场景 1 相比,系统的运行总成本降低了 36.8%,净碳排放量减少了 28%。这是由于系统中的 P2G 设备能够将捕集到的 CO_2 转化为天然气,一方面能够降低碳封存成本,另一方面将转化的天然气供系统使用,从而减少了系统的购气成本。

场景 3 在场景 2 的基础上进一步考虑了富氧燃烧电厂与 P2G 设备联合运行的情况,使场景 3 的系统总成本比场景 2 降低了 9.9%,净碳排放量减少了 13.3%。这得益于 P2G 设备供氧给富氧燃烧电厂使用,节省了空分制氧机的使用成本,使 P2G 设备产生的氢气与氧气资源得到了充分的利用。由此证明了文中所提富氧燃烧电厂与 P2G 联合运行模型

在低碳性与经济性方面的优越性。

4.3 机组出力分析

图 5—图 7 为场景 3 的电负荷、热负荷和冷负荷机组的出力情况。

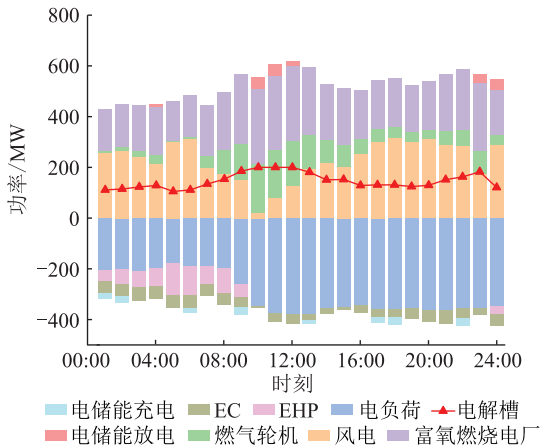


图 5 场景 3 的电功率出力结果

Fig.5 Electrical power output result of scenario 3

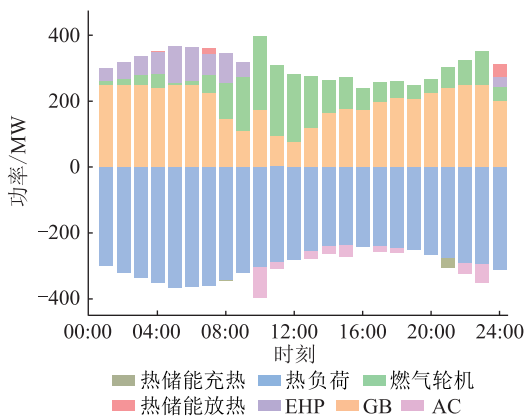


图 6 场景 3 的热功率出力结果

Fig.6 Thermal power output result of scenario 3

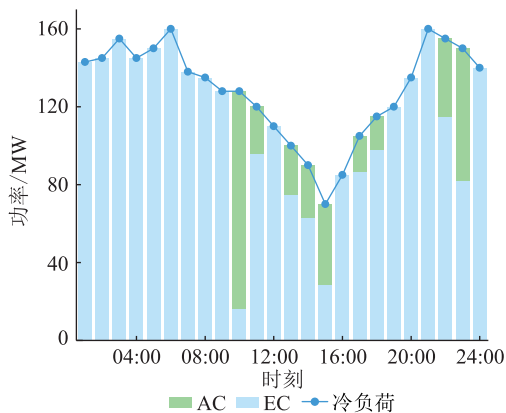


图 7 场景 3 的冷功率出力结果

Fig.7 Cold power output result of scenario 3

由图 5、图 6 可知,场景 3 中的大部分时段的风电比较充裕,超过了 200 MW,可以优先供给电解槽使用,满足 P2G 设备的功率需求,以实现新能源的

完全消纳。其中 01:00—09:00 时,此段时间内风电出力充足,最高可达 313 MW,而电负荷需求量仅为 200 MW 左右,相对较少,所以富氧燃烧电厂出力较低,使电解槽消耗功率少,富余的电功率能通过 EHP 制热供给热负荷。10:00—12:00 时,电负荷需求量增加到 350 MW 以上,使得富氧燃烧电厂出力增加到 290 MW,所以需要的氧气量增多,增加了电解槽的耗电功率,而此时段风电出力减少,最低仅为 20 MW,因此燃气轮机出力逐渐增加,电储能也在此时放电弥补缺额功率。在 13:00 之后,风电出力再次增加到 200 MW 以上,为了在满足负荷需求的同时实现新能源的完全消纳,电解槽减少了功率消耗,降低制氧量,使富氧燃烧电厂出力随之减少,最终实现电功率的供需平衡。

由图 7 可知,在大部分时间段,EC 出力较多,这是因为 EC 制冷效率高于 AC。但在 10:00 之后,AC 出力增加,特别是在 10:00 时,EC 出力仅为 16.5 MW,而 AC 出力达到 111.5 MW。这是由于在 10:00 之后,电负荷增多,所以系统会适当减少 EC 出力,增加 AC 出力以实现功率平衡。图 8 为 3 种场景下富氧燃烧电厂出力结果。

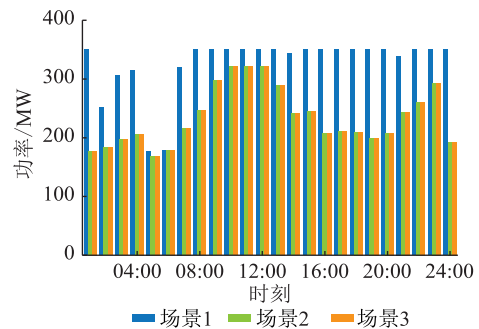


图 8 富氧燃烧电厂出力结果

Fig.8 Output results of oxy-fuel combustion plant

由图 8 可知,场景 1 的富氧燃烧电厂出力维持在较高水平,可以达到富氧燃烧电厂最高出力水平 350 MW,而场景 2、3 中富氧燃烧电厂最高出力仅为 321 MW,其原因在于场景 1 没有设置 P2G 设备。场景 2、3 中的 P2G 设备能将电厂产生的 CO_2 转化为天然气供燃气轮机使用,从而减少电厂出力,而场景 1 缺少 P2G 设备,为了减少购气成本,迫使电厂维持较高出力。图 9 为 3 种场景下系统的净碳排放量。

由图 9 可知,场景 1 的净碳排放量高于场景 2、3,其中大部分时段的净碳排放量为 7 t,原因是相比于场景 2、3,场景 1 中系统没有 P2G 设备,未能实现 CO_2 的回收利用,故其碳排放量较高。场景 3 的碳排放量总体低于场景 2,仅在部分时段略高于场景

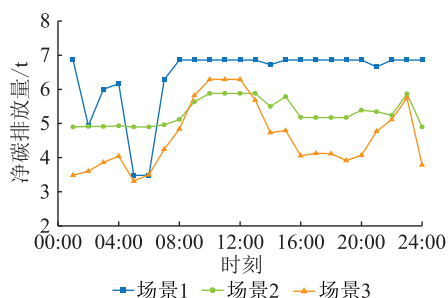


图9 净碳排放量

Fig.9 Net carbon emissions

2。场景2的每个时段净碳排放量为5~6 t,而场景3的大部分时段的净碳排放量低于5 t,仅在09:00时排放量为5.8 t,在10:00—12:00时达到6.3 t。其原因在于09:00—12:00时电负荷增多,而风电出力处于低谷状态,系统通过适当减少碳捕集装置能耗增加对负荷的供电,因此使碳排放量有所升高。

4.4 灵敏度分析

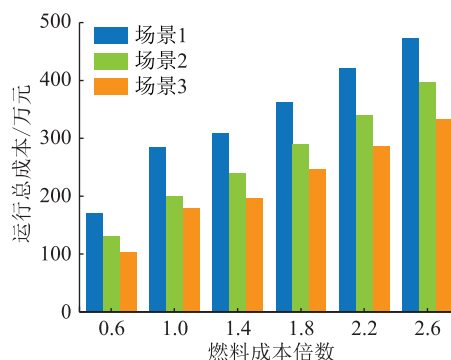
在文中所构建的多能源系统中,系统运行总成本会受到燃料成本的影响。其中燃料成本包括火电成本和购买天然气成本,因此有必要研究火电成本与天然气价格变化对系统运行总成本的影响。

4.4.1 火电成本灵敏度分析

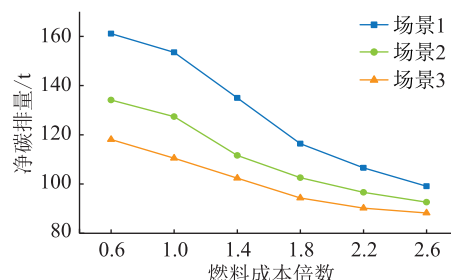
由于文中构建的富氧燃烧电厂属于燃煤火电厂,改变燃料成本会对最终的调度结果产生影响。通过等比例调节燃料成本,以此分析燃料成本的变化对碳排量与系统运行总成本的影响,如图10所示。

由图10(a)可知,随着燃料成本倍数的不断增加,会造成系统运行总成本的显著提升。燃料成本倍数由0.6增加到2.6后,场景1、2、3的运行总成本分别增加了303万元、266万元和230万元。由此可知场景1的运行总成本与场景2、3差距较大,而场景2、3之间的成本差距较小,这是由于与场景2、3相比,场景1没有设置P2G装置,不能将捕集的CO₂转化为天然气供系统使用,从而抵消部分运行成本。而与场景2仅考虑P2G运行相比,场景3使用P2G与富氧燃烧电厂联合运行方式,节省了空分制氧机制氧费用,因此场景3运行总成本最低。

由图10(b)可知,燃料成本变化会对系统的净碳排放量有影响。随着燃料成本倍数的不断增加,系统的净碳排放量在不断减少,其中场景1的净碳排放量降低了62 t,场景2、3分别降低了41.6 t和29.9 t。这是因为燃料成本增加会降低富氧燃烧电厂的经济性,从而系统会减少电厂的出力,使得净碳排放量下降。



(a) 燃料成本倍数对运行总成本的影响



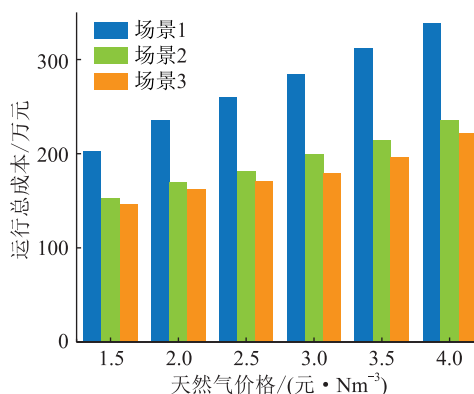
(b) 燃料成本倍数对净碳排放量的影响

图10 火电成本灵敏度分析

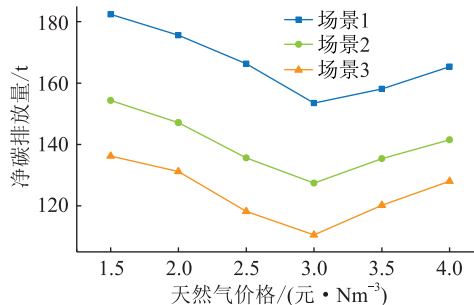
Fig.10 Sensitivity analysis of thermal power cost

4.4.2 天然气价格灵敏度分析

设置天然气价格从1.5元/Nm³增至4元/Nm³,每次增幅为0.5元/Nm³,3个场景下的系统运行总成本与净碳排放量变化如图11所示。



(a) 天然气价格对运行总成本的影响



(b) 天然气价格对净碳排放量的影响

图11 天然气价格灵敏度分析

Fig.11 Sensitivity analysis of natural gas price

由图11(a)可以看出,随着天然气价格的增长,

系统运行总成本也在不断增加。天然气价格由 1.5 元/Nm³增长到 4 元/Nm³时,场景 1 的运行总成本增加了 136.2 万元,而场景 2、3 仅增加了 82.6 万元与 74.7 万元。场景 2、3 中系统运行总成本较场景 1 增长缓慢,其原因在于场景 2、3 中设置了 P2G 设备,能够在一定程度上将 CO₂转化为天然气,以减少由于天然气价格增高而带来的影响。

图 11(b)展示了在不同天然气价格下的系统净碳排放量的变化。天然气价格由 1.5 元/Nm³增加到 3 元/Nm³时,场景 1、2、3 中的净碳排放量处于下降趋势,分别降低了 28.9 t、26.9 t 和 25.7 t。这是由于天然气价格较低时,燃气设备出力增加,富氧燃烧电厂出力降低,而燃气设备未配置碳捕集设备,所以其净碳排放量较高。当天然气价格继续增加到 4 元/Nm³时,场景 1、2、3 中的净碳排放量再次上升,分别增加了 11.8 t、14.1 t 和 17.5 t。这是由于天然气价格的持续增加会降低燃气设备出力,提高富氧燃烧电厂出力,然后随着富氧燃烧电厂出力进一步提高,系统净碳排放量会随之增加。

4.5 风电不确定性对系统优化的影响分析

由于风电的出力容易受到各种因素的影响,存在着很大的不确定性,会对系统的优化调度产生一定的影响,因此研究风电不确定性对系统优化的影响是有必要的。

针对风电不确定性问题,可将含风电出力的电功率平衡约束转化为含模糊参数的约束条件,如式(28)所示。

$$\text{Cr}\{P_{\text{load},t} + P_{\text{EHP},t} + P_{\text{EC},t} + P_{\text{EL},t} + P_{\text{ES},t}^{\text{ch}} - P_{\text{ES},t}^{\text{dis}} - P_{\text{GT},t} - P_{\text{N},t} - \tilde{P}_{\text{WT},t}\} \geq \alpha \quad (28)$$

式中: $\tilde{P}_{\text{WT},t}$ 为 t 时刻的风电出力模糊参数; α 为置信水平; $\text{Cr}\{\cdot\}$ 为 $\{\cdot\}$ 中事件的可信性。

风电出力的模糊参数可用梯形模糊数表示,其隶属度函数如式(29)所示。

$$\mu(P_F) = \begin{cases} \frac{P_F - P_{F1}}{P_{F2} - P_{F1}} & P_{F1} \leq P_F < P_{F2} \\ 1 & P_{F2} \leq P_F \leq P_{F3} \\ \frac{P_F - P_{F4}}{P_{F3} - P_{F4}} & P_{F3} < P_F \leq P_{F4} \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (29)$$

式中: P_F 为风电出力的预测值; P_{F1} 、 P_{F2} 、 P_{F3} 、 P_{F4} 为决定隶属度函数形状的隶属度参数,可由式(30)确定。

$$P_{Fi} = \omega_i P_{yc} \quad i = 1, 2, 3, 4 \quad (30)$$

式中: ω_i 为比例系数,由风电出力历史数据确定;

P_{yc} 为预测值。

通过清晰等价类方法^[27]将不确定性约束转化为确定性约束,如式(31)所示。

$$(2 - 2\alpha)\omega_2 P_{yc,t} + (2\alpha - 1)\omega_1 P_{yc,t} + P_{\text{ES},t}^{\text{dis}} + P_{\text{GT},t} + P_{\text{N},t} - P_{\text{load},t} - P_{\text{EHP},t} - P_{\text{EC},t} - P_{\text{EL},t} - P_{\text{ES},t}^{\text{ch}} = 0 \quad (31)$$

用式(31)代替式(24),并设置不同的置信水平 α ,再对场景 3 的系统进行优化求解。表 2 为置信水平 α 从 0.70 增加至 1.00 时场景 3 的系统运行总成本与净碳排放量的对比。

表 2 不同置信水平下场景 3 的运行总成本与净碳排放量对比

Table 2 Comparison of total operating cost and net carbon emissions of scenario 3 under different confidence levels

α	运行总成本/元	净碳排放量/t
0.70	1 877 427	118.3
0.75	1 905 959	120.6
0.80	1 940 219	123.7
0.85	1 970 897	126.1
0.90	1 997 516	128.4
0.95	2 029 858	132.6
1.00	2 050 601	134.7

由表 2 可知,随着置信水平的提高,场景 3 的运行总成本与净碳排放量也在不断增加。 $\alpha = 1.00$ 时的运行总成本和净碳排放量比 $\alpha = 0.70$ 时分别增加了 9.22% 和 13.86%。可以看出,系统的经济性会随着置信水平的提高而逐渐降低,但是系统的供能可靠性是不断提升的。因此在实际情况中须综合考虑上述因素,合理设置置信水平,实现系统经济性与可靠性的有机统一。

5 结论

文中构建了基于 P2G 与富氧燃烧电厂联合运行的多能源低碳优化运行模型,通过设置多种场景进行分析,得出了以下结论:

(1) 文中涉及到电能流、热能流、天然气流、冷能流、碳流之间的能量流动,富氧燃烧电厂、电解槽、甲烷化反应器、燃气轮机、GB、EHP、AC、EC 等设备的相互耦合实现了对能量的有效利用。

(2) 文中场景 3 相较于场景 1 相比,在系统中考虑 P2G 设备的使用后,能够将排放的 CO₂回收利用,减少系统中 28% 的净碳排放量,同时也降低系统 36.8% 的运行总成本。

(3) P2G 与富氧燃烧电厂联合运行实现了对电转气过程中生成的副产物氧气的充分使用,进一步

降低了系统的运行总成本和净碳排放量。场景3与场景2相比,系统的运行总成本降低了9.9%,净碳排放量减少了13.3%,验证了文中所提模型的有效性。

参考文献:

- [1] 李政,张东杰,潘玲颖,等. “双碳”目标下我国能源低碳转型路径及建议[J]. 动力工程学报,2021,41(11):905-909,971.
LI Zheng, ZHANG Dongjie, PAN Lingying, et al. Low-carbon transition of China's energy sector and suggestions with the 'Carbon-peak and carbon-neutrality' target[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2021, 41(11): 905-909, 971.
- [2] 黄雨涵,丁涛,李雨婷,等. 碳中和背景下能源低碳化技术综述及对新型电力系统发展的启示[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(S1): 28-51.
HUANG Yuhan, DING Tao, LI Yuting, et al. Decarbonization technologies and inspirations for the development of novel power systems in the context of carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(S1): 28-51.
- [3] 李晖,刘栋,姚丹阳. 面向碳达峰碳中和目标的我国电力系统发展研判[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(18): 6245-6259.
LI Hui, LIU Dong, YAO Danyang. Analysis and reflection on the development of power system towards the goal of carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(18): 6245-6259.
- [4] 陈胜,卫志农,顾伟,等. 碳中和目标下的能源系统转型与变革:多能流协同技术[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 3-12.
CHEN Sheng, WEI Zhinong, GU Wei, et al. Carbon neutral oriented transition and revolution of energy systems: multi-energy flow coordination technology[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 3-12.
- [5] 张沈习,王丹阳,程浩忠,等. 双碳目标下低碳综合能源系统规划关键技术及挑战[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(8): 189-207.
ZHANG Shenxi, WANG Danyang, CHENG Haozhong, et al. Key technologies and challenges of low-carbon integrated energy system planning for carbon emission peak and carbon neutrality[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(8): 189-207.
- [6] 程耀华,张宁,康重庆,等. 低碳多能源系统的研究框架及展望[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(14): 4060-4069, 4285.
CHENG Yaohua, ZHANG Ning, KANG Chongqing, et al. Research framework and prospects of low-carbon multiple energy systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(14): 4060-4069, 4285.
- [7] 辛保安,单葆国,李琼慧,等. “双碳”目标下“能源三要素”再思考[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(9): 3117-3126.
XIN Baoan, SHAN Baoguo, LI Qionghui, et al. Rethinking of the "three elements of energy" toward carbon peak and carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(9): 3117-3126.
- [8] YANG J W, ZHANG N, CHENG Y H, et al. Modeling the operation mechanism of combined P2G and gas-fired plant with CO₂ recycling[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(1): 1111-1121.
- [9] 窦迅,赵文浩,郎伊紫禾,等. 计及电转气技术的天然气-电力耦合系统运行研究综述[J]. 电网技术, 2019, 43(1): 165-173.
DOU Xun, ZHAO Wenhao, LANG Yizihe, et al. A review of operation of natural gas-electricity coupling system considering power-to-gas technology[J]. Power System Technology, 2019, 43(1): 165-173.
- [10] 刘志坚,刘瑞光,梁宁,等. 含电转气的微型能源网日前经济优化调度策略[J]. 电工技术学报, 2020, 35(S2): 535-543.
LIU Zhijian, LIU Ruiguang, LIANG Ning, et al. Day-ahead optimal economic dispatching strategy for micro energy-grid with P2G[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(S2): 535-543.
- [11] 崔杨,闫石,仲悟之,等. 含电转气的区域综合能源系统热电优化调度[J]. 电网技术, 2020, 44(11): 4254-4264.
CUI Yang, YAN Shi, ZHONG Wuzhi, et al. Optimal thermo-electric dispatching of regional integrated energy system with power-to-gas[J]. Power System Technology, 2020, 44(11): 4254-4264.
- [12] 邓逸天,王宇辉,黄景光,等. 考虑需求响应的含P2G电气综合能源系统优化调度[J]. 智慧电力, 2020, 48(12): 8-13, 32.
DENG Yitian, WANG Yuhui, HUANG Jingguang, et al. Optimal dispatch of integrated electricity-gas system with power to gas considering demand response[J]. Smart Power, 2020, 48(12): 8-13, 32.
- [13] 陈维荣,冉韵早,韩莹,等. 考虑两阶段P2G的区域综合能源系统优化调度[J/OL]. 西南交通大学学报: 1-9[2022-08-17]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1277.U.20211230.0937.002.Html>.
CHEN Weirong, RAN Yunzao, HAN Ying, et al. Optimal scheduling of regional integrated energy systems under two-stage P2G[J/OL]. Journal of Southwest Jiaotong University: 1-9 [2022-08-17]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/51.1277.U.20211230.0937.002.Html>.
- [14] 张力为,甘满光,王燕,等. 二氧化碳捕集利用-可再生能源发电调峰耦合技术[J]. 热力发电, 2021, 50(1): 24-32.
ZHANG Liwei, GAN Manguang, WANG Yan, et al. Coupled technology of carbon dioxide capture and utilization and renewable power peak shaving[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(1): 24-32.
- [15] 吴何来,李汪繁,丁先. “双碳”目标下我国碳捕集、利用与封存政策分析及建议[J]. 电力建设, 2022, 43(4): 28-37.
WU Helai, LI Wangfan, DING Xian. Policy analysis and suggestion for carbon capture, utilization and storage under double carbon target in China[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(4): 28-37.

- [16] WANG J H, MAO J W, HAO R, et al. Multi-energy coupling analysis and optimal scheduling of regional integrated energy system[J]. *Energy*, 2022, 254: 124482.
- [17] ZHANG G M, WANG W, CHEN Z Y, et al. Modeling and optimal dispatch of a carbon-cycle integrated energy system for low-carbon and economic operation[J]. *Energy*, 2022, 240: 122795.
- [18] 张又中, 张兴平, 檀勤良. 考虑碳捕集和电转气技术耦合的多能互补系统协同规划[J]. *可再生能源*, 2021, 39(8): 1107-1116.
ZHANG Youzhong, ZHANG Xingping, TAN Qinliang. Collaborative planning method for multi-energy system considering the coupling of power-to-gas and carbon capture technology[J]. *Renewable Energy Resources*, 2021, 39(8): 1107-1116.
- [19] 王义军, 李梦涵, 齐岩. 计及碳捕集电厂综合灵活运行方式的含 P2G 综合能源系统低碳经济调度[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(1): 1-8.
WANG Yijun, LI Menghan, QI Yan. Low-carbon economic dispatching of integrated energy system with P2G considering comprehensive and flexible operation mode of carbon capture power plant[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2023, 43(1): 1-8.
- [20] 陈伯达, 林楷东, 张勇军, 等. 计及碳捕集和电转气协同的电气互联系统优化调度[J]. *南方电网技术*, 2019, 13(11): 9-17.
CHEN Boda, LIN Kaidong, ZHANG Yongjun, et al. Optimal dispatching of integrated electricity and natural gas energy systems considering the coordination of carbon capture system and power-to-gas[J]. *Southern Power System Technology*, 2019, 13(11): 9-17.
- [21] 崔杨, 曾鹏, 仲悟之, 等. 考虑富氧燃烧技术的电气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(2): 592-608.
CUI Yang, ZENG Peng, ZHONG Wuzhi, et al. Low-carbon economic dispatch of electro-gas-thermal integrated energy system based on oxy-combustion technology[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(2): 592-608.
- [22] 孟明, 包志永, 陆林, 等. 考虑富氧燃烧技术的含光热发电与垃圾焚烧虚拟电厂协调优化调度[J/OL]. *华北电力大学学报(自然科学版)*: 1-12 [2022-08-17]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/13.1212.TM.20220816.1625.002.html>.
MENG Ming, BAO Zhiyong, LU Lin, et al. Coordinated and optimized dispatching of virtual power plant with concentrated solar power plant and waste incineration based on oxy-fuel combustion technology [J/OL]. *Journal of North China Electric Power University*: 1-12 [2022-08-17]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/13.1212.TM.20220816.1625.002.html>.
- [23] 刘飞, 关键, 祁志福, 等. 燃煤电厂碳捕集、利用与封存技术路线选择[J]. *华中科技大学学报(自然科学版)*, 2022, 50(7): 1-13.
LIU Fei, GUAN Jian, QI Zhifu, et al. Technology route selection for carbon capture utilization and storage in coal-fired power plants[J]. *Journal of Huazhong University of Science and Technology (Natural Science Edition)*, 2022, 50(7): 1-13.
- [24] 高大明, 陈鸿伟, 杨建蒙, 等. 循环流化床锅炉富氧燃烧与 CO₂ 捕集发电机组运行能耗影响因素分析[J]. *中国电机工程学报*, 2019, 39(5): 1387-1397.
GAO Daming, CHEN Hongwei, YANG Jianmeng, et al. Influence factor analysis of circulating fluidized bed boiler oxy-fuel combustion and CO₂ capture power generation unit operation energy consumption[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2019, 39(5): 1387-1397.
- [25] 董海鹰, 负韞韵, 马志程, 等. 计及多能转换及光热电站参与的综合能源系统低碳优化运行[J]. *电网技术*, 2020, 44(10): 3689-3700.
DONG Haiying, YUN Yunyun, MA Zhicheng, et al. Low-carbon optimal operation of integrated energy system considering multi-energy conversion and concentrating solar power plant participation[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(10): 3689-3700.
- [26] 陈登勇, 刘方, 刘帅. 基于阶梯碳交易的含 P2G-CCS 耦合和燃气掺氢的虚拟电厂优化调度[J]. *电网技术*, 2022, 46(6): 2042-2054.
CHEN Dengyong, LIU Fang, LIU Shuai. Optimization of virtual power plant scheduling coupling with P2G-CCS and doped with gas hydrogen based on stepped carbon trading[J]. *Power System Technology*, 2022, 46(6): 2042-2054.
- [27] 邱革非, 何超, 骆钊, 等. 考虑源、荷不确定性的工业园区电气互联综合能源系统模糊优化调度[J]. *电力自动化设备*, 2022, 42(5): 8-14.
QIU Gefei, HE Chao, LUO Zhao, et al. Fuzzy optimal scheduling of integrated electricity and natural gas system in industrial park considering source-load uncertainty[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2022, 42(5): 8-14.

作者简介:



王灿

王灿(1987),男,博士,副教授,研究方向为综合能源系统优化运行、微电网协调控制与优化运行、高比例新能源电力系统运行与控制(E-mail: xfcancan@163.com);

李欣然(1996),男,硕士在读,研究方向为多能源系统优化运行;

赵积红(1984),女,硕士,助理工程师,从事综合能源系统优化运行相关工作。

Low carbon scheduling of multi-energy system based on power to gas combined with oxygen enriched combustion

WANG Can^{1,2}, LI Xinran¹, ZHAO Jihong³, TIAN Fuyin¹, CHU Sihui¹, WANG Aoqi¹

(1. School of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China; 2. Hubei Provincial Key Laboratory for Operation and Control of Cascaded Hydropower Station (China Three Gorges University), Yichang 443002, China; 3. Hunan Deli Electric Power Construction Group Co., Ltd., Changde 415009, China)

Abstract: Power to gas (P2G) technology realizes the mutual coupling of electric energy and natural gas, and plays an important role in improving the economy of multi-energy system and reducing the carbon emissions of the system. In order to solve the problem that the oxygen produced by electrolyzed water in the process of P2G conversion can not be fully utilized, a multi-energy system optimal scheduling model is proposed based on the joint operation of P2G and oxygen enriched combustion power plants. Firstly, the P2G process is divided into power to hydrogen process and methanation process. The oxygen generated in the power to hydrogen process is delivered to oxygen enriched combustion power plant for use. Then, the CO₂ captured by the oxygen enriched combustion power plant and the hydrogen generated during the power to hydrogen conversion process are used as the raw materials for the methanation reaction, and the natural gas generated is supplied to the gas turbine unit for use, so as to realize the full utilization of resources. Secondly, the joint operation model of P2G and oxygen enriched combustion power plants is introduced into the multi-energy system, and a low carbon multi-energy system architecture based on the joint P2G and oxygen enriched combustion power plants is built. Finally, a low-carbon economic scheduling model with the goal of minimizing the operating cost of the multi-energy system is established and verified by setting up a scenario comparison. The simulation results show that the proposed model effectively reduces the system cost and carbon emissions.

Keywords: power to gas (P2G); oxygen enriched combustion; carbon capture; multi-energy system; low carbon optimization; carbon trading

(编辑 吴昊)

(上接第 111 页)

Prediction of valve inlet water temperature and cooling evaluation of VSC-HVDC convert valve cooling system based on random forest and bi-directional long short-term memory

TANG Wenhui¹, LIN Zekang¹, XIN Yanli², ZHAO Wei¹, WU Liang³, JIN Jing³

(1. School of Electric Power Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510641, China;
2. School of Automation, Guangdong Polytechnic Normal University, Guangzhou 510665, China;
3. Shantou Power Supply Bureau of China Southern Power Grid Co., Ltd., Shantou 515000, China)

Abstract: In order to realize the intelligent prediction of valve inlet water temperature of a voltage sourced converter-high voltage direct current (VSC-HVDC) valve cooling system, a prediction model of inlet water temperature of VSC-HVDC based on a hybrid model of the random forest (RF) and bi-directional long short-term memory (BiLSTM) is proposed, and the cooling capacity of the cooling system is evaluated on the basis of the proposed prediction model. Firstly, a RF algorithm is used to analyze the importance of high-dimensional feature sets, which consist of all the monitoring variables of the valve cooling system. Then the important characteristic parameters affecting the inlet water temperature are filtered out to form an input feature vector with the historical inlet water temperature. Secondly, the feature vector is input to the developed BiLSTM prediction model to train the model for accurately predicting inlet valve water temperature and quantitatively evaluating the cooling capacity. Finally, a VSC-HVDC converter station in Guangdong power grid is taken as an example to verify the effectiveness and superiority of the proposed method. Simulation results indicate that the accuracy of the proposed hybrid model based on RF-BiLSTM is higher than that based on BiLSTM model, RF model, support vector machine (SVM) model and auto-regressive and moving average (ARMA) model. Moreover, the cooling capacity is evaluated quantitatively and accurately. Analysis results show that the cooling margin of this converter station is up to 98%, which indicates that there is a problem of overcooling and energy waste. The evaluation result of the cooling capacity is well consistent with the field operation result of the converter station, which confirms the effectiveness and the accuracy of the proposed method.

Keywords: voltage sourced converter-high voltage direct current (VSC-HVDC) convert valve cooling system; machine learning; random forest (RF) algorithm; bi-directional long and short-term memory (BiLSTM) network; valve water inlet temperature prediction; cooling capacity assessment

(编辑 李栋)