

# 基于源荷不确定性的油田综合能源系统 优化调度方法

彭程<sup>1</sup>, 赵雪峰<sup>2</sup>, 邓炜瀚<sup>3</sup>, 孟岚<sup>2</sup>, 徐建军<sup>1</sup>

(1. 东北石油大学 提高油气采收率教育部重点实验室, 黑龙江 大庆 163318; 2. 大庆油田有限责任公司, 黑龙江 大庆 163453; 3. 帝国理工学院 地球科学与工程系, 英国 伦敦 SW74HA)

**摘要:**为促进“双碳”目标下油田区域低碳转型,考虑热电联产(CHP)、碳捕集与封存(CCS)和光电储加热炉(PTSF),提出机组协同运行的油田综合能源系统优化调度方法。优化源侧运行架构,利用CCS和PTSF耦合单元,建立双重解耦的油田综合能源系统(OIES)低碳经济调度模型;利用信息间隙决策理论(IGDT),量化分析可再生能源的不确定性和油田电热负荷用能的随机性,建立风险规避型OIES模型;通过算例仿真分析,验证OIES鲁棒调度模型的有效性。结果表明:应用基于源荷不确定性的油田综合能源系统优化调度方法,系统碳排放量可有效降低75.11%,实现系统内部碳循环;风、光利用率分别提升至96.20%和95.78%,有效提高新能源上网空间和消纳率。该优化调度方法可为油田综合能源系统低碳运行提供参考。

**关键词:**油田综合能源系统;热电联产;碳捕集与封存;光电储加热炉;源荷不确定性;信息间隙决策理论

**中图分类号:** TM73; TK01 **文献标识码:** A **文章编号:** 2095-4107(2025)01-0101-16

## 0 引言

在“双碳”目标及“双控”制度背景下,油气田行业作为传统能源的重要组成部分,大力融合绿色可再生能源可以实现可持续发展<sup>[1-3]</sup>。为推动油田从单一的油气开采向能源供应多样化升级,油田综合能源系统(Oilfield Integrated Energy System, OIES)将多种能源耦合互补,联合供应油气生产运输过程中的多元电热负荷,可以降低系统能耗,促进能源结构向绿色、低碳转型<sup>[4-5]</sup>。与传统能源系统相比,OIES具有多能互补性,对于大规模新能源接入后的存储、消纳及对油气生产耗能设备的供应问题,可以多方协同、协调优化传统油气能源和可再生能源之间的运行,为油田可持续绿色发展提供路径。

碳捕集与封存(Carbon Capture and Storage, CCS)是将工业生产过程中产生的CO<sub>2</sub>提取并封存的技术<sup>[6-7]</sup>,在综合能源系统领域应用较为广泛,能有效降低电力、油气行业运行碳排放,对促进新能源消纳并推动能源低碳化转型具有重要意义。刘妍等<sup>[8]</sup>、SHI Z等<sup>[9]</sup>建立CCS电厂经济低碳模型,分析不同碳排放因子对系统CO<sub>2</sub>减排的影响,验证CCS电厂对系统节能减排和调峰能力的有效性。寇洋等<sup>[10]</sup>考虑CCS系统贫、富液罐的流出量,提出综合运行CCS电厂,提高系统灵活性并实现“碳时移”。袁桂丽等<sup>[11]</sup>构建含CCS的虚拟电厂运行模型,研究需求侧响应消纳能力及经济性的影响,验证含CCS的源荷互补优化调度模型具有提高系统经济性与低碳性的优势。这些研究考虑CCS电厂参与优化调度的运行方式较为单一,没有与油田综合能源系统中其他设备建立耦合关系,未能发掘联合运行模式同机组单独运行的优势,系统多能耦合能力有待提升。

在综合能源系统提供多能互补机制的基础上,实现多能源优化规划、优化调度及控制成本为研究重点。复合多元储能装置作为重要的能量转换与存储环节,与多能流的协同优化运行<sup>[12-13]</sup>在满足供能需求方面发挥重要作用,是提升能源利用率、优化资源配置的重要途径。罗永伟等<sup>[14]</sup>建立综合能源设备能量流矩阵模型,对复合储能进行耦合动态规划,实现区域综合能源的灵活、高效和可靠利用。对于风电反调

收稿日期:2024-07-21;编辑:蔡田田

基金项目:黑龙江省自然科学基金项目(LH2019E016);黑龙江省省属本科高校基本科研业务费项目(15071202301)

作者简介:彭程(1999—),男,博士研究生,主要从事油田综合能源系统方面的研究。

通信作者:徐建军, E-mail: xujj@nepu.edu.cn

峰特性,施泉生等<sup>[15]</sup>利用多元储能装置,有效解决弃风现象,降低环境污染治理费用。这些研究未考虑新能源负荷的不确定性对系统运行的影响,忽略源荷不确定性对系统造成的潜在经济损失。

随绿色可再生资源在电源侧与油田的高效渗透,负荷侧电热负荷研究向清洁化、低碳化发展,源荷不确定性成为影响 OIES 优化调度的关键因素<sup>[16-17]</sup>,研究电源侧可再生能源及负荷侧采集输环节的不确定性对 OIES 优化运行具有重要意义。目前,对于源荷不确定性的处理方法主要有模糊机会约束、鲁棒优化和区间优化等<sup>[18]</sup>。张涛等<sup>[19]</sup>将约束转化为模糊机会约束,利用清晰等价类对新能源及负荷的不确定性进行求解。考虑低碳性与经济性的平衡,王长浩等<sup>[20]</sup>采用两阶段鲁棒优化法处理源侧风光不确定性,实现优化运行。考虑源荷不确定性及精细建模程度的影响,朱兰等<sup>[21]</sup>提出细节层次直接负荷控制的多时间尺度协调优化策略。王艳松等<sup>[22]</sup>采用仿射算法和区间序关系系统一处理区间变量,实现不确定性问题向确定多目标问题的转化,提出油田综合能源系统优化方案。源荷不确定性的方法各有局限,模糊机会约束法需要大量的数据集;鲁棒优化法是在最劣环境下给出规划方案,结果过于保守;区间优化法在涉及多个不确定参数时,计算复杂性的增加可能导致区间爆炸<sup>[23]</sup>、优化结果实时性不足。

油田综合能源系统存在源荷供需平衡难、各设备多方协同不足、不确定性量化难且决策机制不灵活等问题。考虑油田自备热电厂运行特性,笔者研究光电储加热炉(Photovoltaic-Thermal Storage Furnace, PTSF)、碳捕集与封存(CCS)和热电联产(Combined Heat and Power, CHP) 机组协同运行对 OIES 低碳经济调度的影响;建立以运维成本、购能成本、碳排成本、弃风弃光成本和碳封存成本之和最小为目标函数的优化模型;考虑源侧风、光及负荷终端的不确定性,利用信息间隙决策理论(Information Gap Decision Theory, IGDT),量化分析不确定性与风险,加权处理多重源荷变量,构建风险规避型 OIES 模型;通过算例仿真分析,验证基于源荷不确定性的油田综合能源系统优化调度方法的有效性。

## 1 含 CCS 的 OIES 模型

油气田从“油气”供应向“综合能源”供应转型具有优势:(1)油田区域通常土地面积广阔,风光资源丰富,可大力发展新能源绿电;(2)油气生产多元用能场景可促进新能源就地消纳,如用能设备清洁替代促进稠油热采电气化,制氢设备利用绿色可再生能源实现“灰氢”到“绿氢”的转型;(3)丰富的柔性可调采集输负荷,可根据激励电价和工况变化等进行柔性生产,实现优化经济调度;(4)用能产生的 CO<sub>2</sub> 可用于提高原油产量,实现碳封存。

为促进“双碳”目标下的油气产业绿色转型,大力发展可再生能源,构建电—气—热能之间耦合互补的 OIES,是油田提质增效、实现低碳可持续发展的有力保障。在 OIES 中,能源供应由电网、天然气网、热网、风电机组(Wind Turbine, WT)和光伏机组(Photovoltaics, PVs)承担。能源转换设备包含抽凝式 CHP、燃气锅炉(Gas Boiler, GB)、燃气轮机(Gas Turbine, GT)、PTSF 和制氢电解槽(Electrolyzer, EL)。能量存储设备包含蓄电池(Electricity Storage, ES)、蓄热炉(Heat Storage, HS)和储氢罐(Hydrogen Energy Storage, HES)。为降低 OIES 碳排放量,在 CHP 机组后面安装碳捕集与封存设备,将捕获的 CO<sub>2</sub> 注入油层,改善油气流动性,提升原油采收率<sup>[24]</sup>。利用 PTSF 和 CCS 耦合设备,建立 OIES 模型,实现对传统 CHP 机组的低碳化改造,提升热电灵活供能空间。耦合设备建模参考文献[5-10]。油田综合能源系统结构框架见图 1。

### 1.1 油田自备热电联产模型

#### 1.1.1 油田热电联产机组

油田抽凝式热电联产机组供应油田热负荷与电负荷,处于“以热定电”的工作模式,热电耦合特性表现形式为

$$\begin{cases} P_{\text{CHP}}(t) \geq \max\left(\frac{(Q_{\text{CHP}}(t) - Q_{\text{CHP, max}})(P_a - P_{\text{CHP, min}})}{Q_{\text{CHP, max}} - Q_{\text{min}} - ma} + P_a, P_{\text{CHP, min}}\right); \\ P_{\text{CHP}}(t) \leq P_{\text{CHP, max}} - \frac{Q_{\text{CHP}}(t)(P_{\text{CHP, max}} - P_b)}{Q_{\text{CHP, max}}}; \\ Q_{\text{CHP, min}} \leq Q_{\text{CHP}}(t) \leq Q_{\text{CHP, max}} \circ \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $P_{\text{CHP}}(t)$  为  $t$  时刻热电机组电出力;  $P_{\text{CHP,max}}$ 、 $P_{\text{CHP,min}}$  分别为热电机组不对外供能情况下最大、最小电出力;  $Q_{\text{CHP}}(t)$  为  $t$  时刻热电机组热出力;  $Q_{\text{CHP,max}}$ 、 $Q_{\text{CHP,min}}$  分别为热电机组最大、最小供热量;  $P_a$ 、 $P_b$  分别为热电机组达到最大热出力时的最小、最大电出力;  $Q_{\text{mi-ma}}$  为热电机组在  $P_{\text{CHP,min}}$  时的最大热出力。

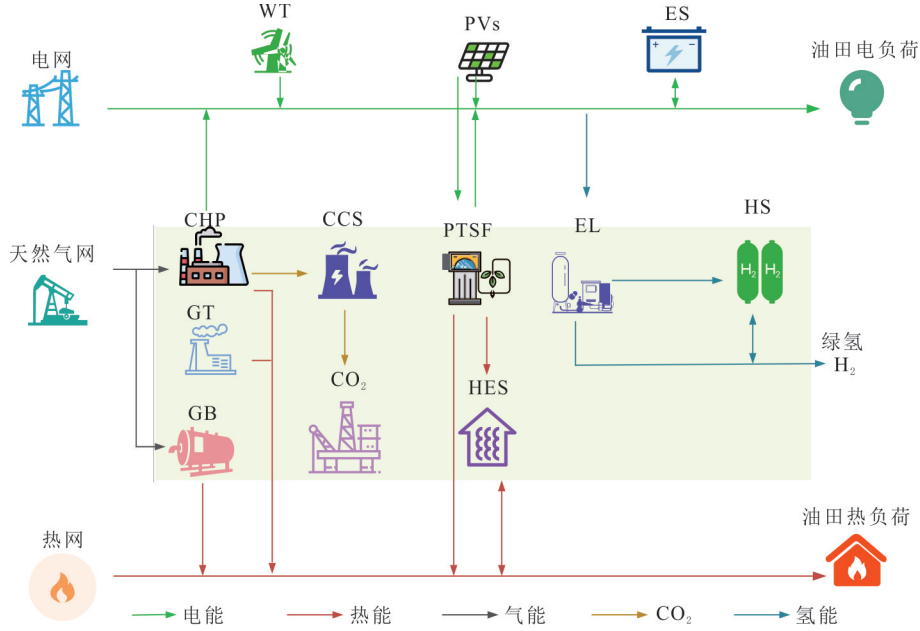


图 1 油田综合能源系统结构框架  
Fig. 1 OIES structural framework

### 1.1.2 碳捕集与封存热电联产

碳捕集与封存设备可近似等效为可控元件,在 CHP 机组装设 CCS 设备,可根据碳排放量实时调整出力,增加调峰灵活性<sup>[25]</sup>。考虑燃烧后的 CCS 技术,碳捕集与封存热电联产模型为

$$\begin{cases} m_{\text{CCS}}(t) = \eta_{\text{CCS}}(t) e_m P_{\text{CHP}}(t); \\ P_{\text{CCS,y}}(t) = \zeta m_{\text{CCS}}(t); \\ P_{\text{CCS,to}}(t) = P_{\text{CCS,y}}(t) + P_{\text{CCS,g}}(t); \\ P_{\text{C-c}}(t) = P_{\text{CHP}}(t) - P_{\text{CCS,to}}(t)。 \end{cases} \quad (2)$$

式中:  $m_{\text{CCS}}(t)$  为  $t$  时刻 CCS 捕获  $\text{CO}_2$  的质量;  $\eta_{\text{CCS}}(t)$  为  $t$  时刻碳捕集率;  $e_m$  为碳排系数;  $\zeta$  为碳捕集能耗系数;  $P_{\text{CCS,y}}(t)$  为  $t$  时刻 CCS 的运行能耗;  $P_{\text{CCS,g}}(t)$  为  $t$  时刻 CCS 的固定能耗;  $P_{\text{CCS,to}}(t)$  为  $t$  时刻 CCS 的总能耗;  $P_{\text{C-c}}(t)$  为  $t$  时刻含 CCS 的 CHP 净输出电功率。

### 1.1.3 CHP-CCS-PTSF 联合供能

光电储加热炉综合光电转换、电热转换和热能储存技术,相较于空气源热泵、燃煤锅炉,具有转换效率高、环保和经济的特点。光电转换模型为

$$P_{\text{PTSF}} = \eta_{\text{PTSF}} W_{\text{PTSF}}, \quad (3)$$

式中:  $P_{\text{PTSF}}$  为 PTSF 电功率;  $\eta_{\text{PTSF}}$  为 PTSF 电能转换效率;  $W_{\text{PTSF}}$  为 PTSF 集热器容量。

电热转换部分将绿色电能转换为热能,可加热油气田输送的流体。热—电耦合模型为

$$Q_{\text{PTSF}} = \eta_{\text{e-h}} P_{\text{PTSF}}, \quad (4)$$

式中:  $Q_{\text{PTSF}}$  为 PTSF 产生的热功率;  $\eta_{\text{e-h}}$  为 PTSF 制热系数。

在运行过程中,输出热功率具有惯性,爬坡速率上限和下限为

$$R_{\text{PTSF,d}}(t) \leq Q_{\text{PTSF}}(t) - Q_{\text{PTSF}}(t-1) \leq R_{\text{PTSF,u}}(t), \quad (5)$$

式中:  $R_{\text{PTSF,d}}(t)$ 、 $R_{\text{PTSF,u}}(t)$  分别为  $t$  时刻 PTSF 电热转换爬坡速率下限、上限。

油田自备 CHP 机组出力区间为  $abcd$  区域面积(见图 2)。利用 CCS 形成 CHP-CCS 机组,对系统能耗进行有效控制,最小电出力为  $P'_{\text{CC}}$ ,出力范围扩大为  $ab'c'ed$ ,相较于 CHP 机组出力,供电范围由

$[P_{\text{CHP,min}}, P_{\text{CHP,max}}]$  扩大为  $[P'_{\text{CC}}, P_{\text{CHP,max}}]$ 。利用 PTSF 形成 CHP-CCS-PTSF 机组, 出力范围进一步扩大为  $abc'd'e'f$ , 电热特性向右平移, 供热范围由  $[Q_{\text{CHP,min}}, Q_{\text{CHP,max}}]$  扩大为  $[Q_{\text{CHP,min}}, Q_{\text{CHP,max}} + Q_{\text{PTSF}}]$ 。利用 CCS 调节能耗实现机组的电出力纵向解耦, 利用 PTSF 实现对机组的热出力横向解耦, CHP-CCS-PTSF 联合运行模式为机组提供更大调节空间, 实现双重解耦, 提高灵活性的同时促进新能源消纳。

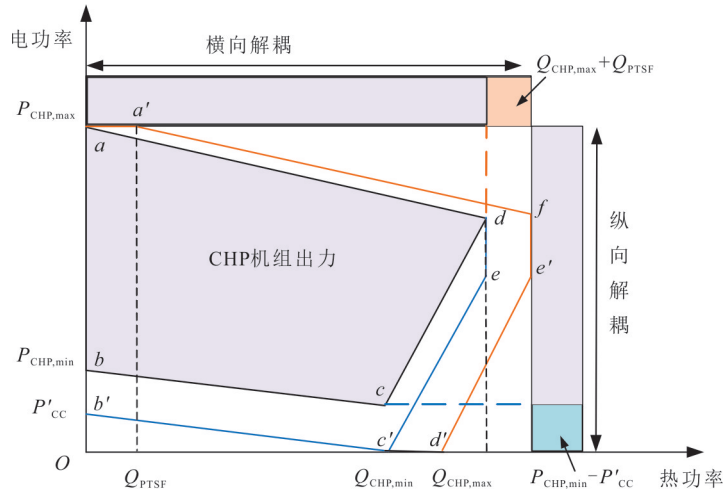


图 2 CHP-CCS-PTSF 供能出力原理

Fig. 2 Principle of CHP-CCS-PTSF combined energy supply and output

## 1.2 其他设备模型

### 1.2.1 燃气锅炉

OIES 中燃气锅炉消耗天然气产生热能, 燃气锅炉产热功率为

$$Q_{\text{GB}}(t) = \frac{\eta_{\text{gb}} G_{\text{GB}}(t) H_{\text{ng}}}{\kappa}, \quad (6)$$

式中:  $Q_{\text{GB}}(t)$  为  $t$  时刻燃气锅炉产热功率;  $G_{\text{GB}}(t)$  为  $t$  时刻天然气耗气功率;  $\eta_{\text{gb}}$  为产热效率;  $H_{\text{ng}}$  为天然气热值;  $\kappa$  为换算因子, 一般为 3 600。

### 1.2.2 燃气轮机

OIES 中燃气轮机输出电功率为

$$P_{\text{GT}}(t) = \eta_{\text{GT}} H_{\text{ng}} \epsilon_{\text{GT}}(t), \quad (7)$$

式中:  $P_{\text{GT}}(t)$  为  $t$  时刻燃气轮机输出电功率;  $\eta_{\text{GT}}$  为电功率转化效率;  $\epsilon_{\text{GT}}(t)$  为  $t$  时刻天然气浓度。

### 1.2.3 油田制氢设备

油田制氢设备利用太阳能及风能等可再生能源, 通过电解水的方式制取氢气, 实现“绿电”制“绿氢”, 电—氢转换模型为

$$G_{\text{H}} = \eta_{\text{PEM}} P_{\text{H}}, \quad (8)$$

式中:  $G_{\text{H}}$  为制氢设备制氢量;  $P_{\text{H}}$  为制氢设备耗电量;  $\eta_{\text{PEM}}$  为质子交换膜转换效率。质子交换膜电解水制氢广泛用于油田制氢, 对电的波动不敏感, 适应能力强, 可以快速启动和停止<sup>[26]</sup>, 适合与风电和光伏等间歇性能源耦合使用。

### 1.2.4 油田储能设备

油田储能设备包括 ES、HS 和 HES, 储能容量模型为

$$\begin{cases} S_l(t) = (1 - \delta_l)S_l(t-1) + (\eta_{l,\text{ch}}P_{l,\text{ch}}(t) - P_{l,\text{di}}(t)/\eta_{l,\text{di}}); \\ 0 \leq P_{l,\text{ch}}(t) \leq P_{l,\text{ch}}^{\text{max}}(t)\Phi_0; \\ 0 \leq P_{l,\text{di}}(t) \leq P_{l,\text{di}}^{\text{max}}(t)\Phi_1; \\ \Phi_0 \leq \Phi_1 \leq 1; \\ S_{\text{min}} \leq S_l(t) \leq S_{\text{max}}; \\ l \in \{\text{ES, HS, HES}\}. \end{cases} \quad (9)$$

式中:  $S_l(t)$  为  $t$  时刻储能容量;  $\delta_l$  为储能设备的耗散系数;  $\eta_{l,\text{ch}}$ 、 $\eta_{l,\text{di}}$  分别为充、放能效率;  $P_{l,\text{ch}}(t)$ 、 $P_{l,\text{di}}(t)$  分别为  $t$  时刻储能设备的输入量、释放量;  $\Phi_0$ 、 $\Phi_1$  为  $0 \sim 1$  的变量, 分别表示储能设备的充、放能状态;  $S_{\text{min}}$ 、 $S_{\text{max}}$  分别为储能设备的最小、最大容量。

## 2 OIES 低碳经济调度模型

考虑 CCS 与 PTSF 耦合设备的运维成本、购能成本和碳排放成本等因素, 建立 OIES 低碳经济调度模型, 保证系统运行经济效益的同时降低碳排放量。低碳经济调度模型相关公式参考文献[15-19]。

### 2.1 目标函数

建立以 OIES 总成本最小为目标函数:

$$F_{\text{to}} = \min(F_{\text{op}} + F_{\text{buy}} + F_{\text{co}_2} + F_{\text{pu}} + F_{\text{CCS}}), \quad (10)$$

式中:  $F_{\text{to}}$  为 OIES 总成本;  $F_{\text{op}}$  为运维成本;  $F_{\text{buy}}$  为购能成本;  $F_{\text{co}_2}$  为碳排放成本;  $F_{\text{pu}}$  为弃风弃光成本;  $F_{\text{CCS}}$  为碳封存成本。

(1) 运维成本为

$$\begin{cases} F_{\text{op}} = F_{\text{op,CHP}} + F_{\text{op,PTSF}} + F_{\text{op,CCS}} + F_{\text{op,GB}} + F_{\text{op,WP}} + F_{\text{op,PV}} + F_{\text{op,H}}; \\ F_{\text{op,CHP}} = \sum_{t=1}^T (\omega_1 P_{\text{CHP}}(t) + \omega_2 Q_{\text{CHP}}(t)); \\ F_{\text{op,PTSF}} = \sum_{t=1}^T (\omega_3 P_{\text{PTSF}}(t) + \omega_4 Q_{\text{PTSF}}(t)); \\ F_{\text{op,CCS}} = \omega_5 P_{\text{CCS}}(t); \\ F_{\text{op,GB}} = \omega_6 Q_{\text{GB}}(t); \\ F_{\text{op,WP}} = \omega_7 P_{\text{WP}}(t); \\ F_{\text{op,PV}} = \omega_8 P_{\text{PV}}(t); \\ F_{\text{op,H}} = \omega_9 P_{\text{H}}(t); \\ F_{\text{op,S}} = \sum_{t=1}^T \omega_{10} (P_{l,\text{ch}}(t) + P_{l,\text{di}}(t)). \end{cases} \quad (11)$$

式中:  $F_{\text{op,CHP}}$ 、 $F_{\text{op,PTSF}}$ 、 $F_{\text{op,CCS}}$ 、 $F_{\text{op,GB}}$ 、 $F_{\text{op,WP}}$ 、 $F_{\text{op,PV}}$ 、 $F_{\text{op,H}}$ 、 $F_{\text{op,S}}$  分别为 CHP、PTSF、CCS、GB、风电上网、光伏上网、制氢、储能运维成本;  $\omega_1$ 、 $\omega_2$  分别为 CHP 供电、供热运维成本系数;  $\omega_3$ 、 $\omega_4$  分别为 PTSF 供电、供热运维成本系数;  $\omega_5$ 、 $\omega_6$ 、 $\omega_7$ 、 $\omega_8$ 、 $\omega_9$ 、 $\omega_{10}$  分别为 CCS、GB、风电上网、光伏上网、制氢、储能运维成本系数;  $T$  为 24 h;  $P_{\text{PV}}(t)$  为  $t$  时刻光电功率;  $P_{\text{WP}}(t)$  为  $t$  时刻风电功率;  $P_{\text{CCS}}(t)$  为  $t$  时刻 CCS 电功率。

(2) 购能成本为

$$F_{\text{buy}} = \sum_{t=1}^T (c_e(t)P_{\text{buy}}(t) + c_g(t)V_{\text{buy}}(t)), \quad (12)$$

式中:  $c_e(t)$ 、 $c_g(t)$  分别为  $t$  时刻电价、气价;  $P_{\text{buy}}(t)$ 、 $V_{\text{buy}}(t)$  分别为  $t$  时刻购电量、购气量。

(3) 碳排放成本。碳排放量主要来源于火电机组、CHP 及燃气锅炉, 公式为

$$\begin{aligned} F_{\text{CO}_2} = & c_{\text{CO}_2} [a_1 P_{\text{buy}}^2(t) + b_1 P_{\text{buy}}(t) + e_1 + a_2 Q_{\text{GB}}^2(t) + b_2 Q_{\text{GB}}(t) + e_2 + \\ & a_3 (\nu P_{\text{CHP}}(t) + Q_{\text{GB}}(t))^2 + b_3 (\nu P_{\text{CHP}}(t) + Q_{\text{GB}}(t)) + e_3], \end{aligned} \quad (13)$$

式中:  $a_1, b_1, e_1$  为火电机组碳排强度;  $a_2, b_2, e_2$  为燃气锅炉碳排强度;  $a_3, b_3, e_3$  为 CHP 机组碳排强度;  $\nu$  为 CHP 机组热电比;  $c_{\text{CO}_2}$  为单位碳排放成本系数。

(4) 弃风弃光成本为

$$F_{\text{pu}} = \sum_{t=1}^T [c_{\text{pu,PV}}(\tilde{P}_{\text{PV}}(t) - P_{\text{PV}}(t)) + c_{\text{pu,WP}}(\tilde{P}_{\text{WP}}(t) - P_{\text{WP}}(t))], \quad (14)$$

式中:  $c_{\text{pu,PV}}, c_{\text{pu,WP}}$  分别为光电、风电惩罚系数;  $\tilde{P}_{\text{PV}}(t)$  为  $t$  时刻光电预测功率;  $\tilde{P}_{\text{WP}}(t)$  为  $t$  时刻风电预测功率。

(5) 碳封存成本为

$$F_{\text{CCS}} = \sum_{t=1}^T c_{\text{cs}} m_{\text{cs}}(t), \quad (15)$$

式中:  $c_{\text{cs}}$  为  $\text{CO}_2$  封存系数;  $m_{\text{cs}}$  为  $t$  时刻封存  $\text{CO}_2$  的质量。

## 2.2 约束条件

(1) 电平衡约束为

$$P_{\text{CHP}}(t) + P_{\text{PTSF}}(t) + P_{\text{GT}}(t) + P_{\text{PW}}(t) + P_{\text{E,buy}}(t) + P_{\text{PV}}(t) - P_{\text{H}}(t) = P_{\text{load}}(t), \quad (16)$$

式中:  $P_{\text{load}}(t)$  为  $t$  时刻电负荷。

(2) 热平衡约束为

$$Q_{\text{CHP}}(t) + Q_{\text{PTSF}}(t) + Q_{\text{GB}}(t) + Q_{\text{GT}}(t) = Q_{\text{load}}(t), \quad (17)$$

式中:  $Q_{\text{load}}(t)$  为  $t$  时刻热负荷。

(3) 气平衡约束为

$$V_{\text{G,b}}(t) = V_{\text{gb}}(t) + V_{\text{CHP}}(t), \quad (18)$$

式中:  $V_{\text{gb}}(t)$  为  $t$  时刻燃气锅炉耗气量;  $V_{\text{CHP}}(t)$  为  $t$  时刻热电联产机组耗气量。

(4) 风光出力约束分别为

$$0 \leq P_{\text{WP}}(t) \leq \tilde{P}_{\text{WP}}(t), \quad (19)$$

$$0 \leq P_{\text{PV}}(t) \leq \tilde{P}_{\text{PV}}(t). \quad (20)$$

(5) 热电联产机组约束为

$$\begin{cases} \Delta P_{\text{CHP,d}}(t) \leq P_{\text{CHP}}(t) - P_{\text{CHP}}(t-1) \leq \Delta P_{\text{CHP,u}}(t); \\ \Delta Q_{\text{CHP,d}}(t) \leq Q_{\text{CHP}}(t) - Q_{\text{CHP}}(t-1) \leq \Delta Q_{\text{CHP,u}}(t). \end{cases} \quad (21)$$

式中:  $\Delta P_{\text{CHP,d}}(t), \Delta P_{\text{CHP,u}}(t)$  分别为 CHP 电出力爬坡速率下限、上限;  $\Delta Q_{\text{CHP,d}}(t), \Delta Q_{\text{CHP,u}}(t)$  分别为 CHP 热出力爬坡速率下限、上限。

(6) 燃气锅炉机组约束为

$$Q_{\text{GB,min}} \leq Q_{\text{GB}}(t) \leq Q_{\text{GB,max}}, \quad (22)$$

式中:  $Q_{\text{GB,min}}, Q_{\text{GB,max}}$  分别为燃气锅炉最小、最大出力。

(7) 燃气轮机机组约束为

$$0 \leq P_{\text{GT}}(t) \leq P_{\text{GT,max}}, \quad (23)$$

$$P_{\text{GT,d}}(t) \leq P_{\text{GT}}(t) - P_{\text{GT}}(t-1) \leq P_{\text{GT,u}}(t), \quad (24)$$

式中:  $P_{\text{GT,max}}$  为 GT 机组最大电出力;  $P_{\text{GT,u}}(t), P_{\text{GT,d}}(t)$  分别为 GT 机组电出力爬坡速率上限、下限。

(8) 电制氢设备约束为

$$R_{\text{H,d}}(t) \leq G_{\text{H}}(t) - G_{\text{H}}(t-1) \leq R_{\text{H,u}}(t), \quad (25)$$

式中:  $R_{\text{H,d}}(t), R_{\text{H,u}}(t)$  分别为  $t$  时刻电制氢设备的爬坡速率下限、上限。

(9) CCS 设备约束。在碳捕集与封存设备中,  $\text{CO}_2$  以化合物形态与醇胺溶液结合, 溶液体积的减少量即醇胺溶液  $\text{CO}_2$  提取量<sup>[27]</sup>, 公式为

$$\begin{cases} \nu = \frac{M_{\text{MEA}}}{M_{\text{CO}_2}}; \\ V_{\text{CS}}(t) = \frac{\nu E_{\text{CS}}(t)}{\epsilon K_{\text{R}} \rho_{\text{R}}}. \end{cases} \quad (26)$$

式中: $\nu$ 为摩尔质量比; $M_{\text{MEA}}$ 、 $M_{\text{CO}_2}$ 分别为醇胺溶液、 $\text{CO}_2$ 的摩尔质量; $V_{\text{CS}}(t)$ 为 CCS 设备的储液罐释放  $\text{CO}_2$  减少的溶液体积; $E_{\text{CS}}(t)$ 为储液罐在  $t$  时刻提供待捕集的  $\text{CO}_2$  量; $\epsilon$ 为储液罐流经再生塔的稀释量; $K_{\text{R}}$ 为溶液特物质的量浓度; $\rho_{\text{R}}$ 为溶液密度。

储液罐容量约束为

$$\begin{cases} V_{\text{FG}}(t) + V_{\text{CS}}(t) = V_{\text{FG}}(t-1); \\ V_{\text{PG}}(t) + V_{\text{CS}}(t) = V_{\text{PG}}(t-1); \\ 0 \leq V_{\text{FG}}(t) \leq V_{\text{FULL}}(t); \\ 0 \leq V_{\text{PG}}(t) \leq V_{\text{FULL}}(t); \\ V_{\text{FG}}(0) - V_{\text{FG}}(24) = 0; \\ V_{\text{PG}}(0) - V_{\text{PG}}(24) = 0. \end{cases} \quad (27)$$

式中: $V_{\text{FG}}(t)$ 为富液罐溶液体积; $V_{\text{PG}}(t)$ 为贫液罐溶液体积; $V_{\text{FULL}}(t)$ 为储液罐最大容量; $V_{\text{FG}}(0)$ 、 $V_{\text{FG}}(24)$ 分别为富液罐调度 00:00、24:00 的液体体积; $V_{\text{PG}}(0)$ 、 $V_{\text{PG}}(24)$ 分别为贫液罐调度 00:00、24:00 的液体体积。

### 3 OIES 鲁棒调度模型

在缺少精确概率分布的情况下,利用 IGDT 可量化不确定性变量,处理 OIES 系统的源荷不确定性,相较于传统的随机优化与鲁棒优化,IGDT 可提高系统的稳定性与鲁棒性,并权衡风险与预期成本之间的关系,提供更全面的风险管理策略。IGDT 可解决信息不完全或不确定性较大的决策问题,接受不确定性,寻找最优的决策方案。IGDT 包含风险规避策略和风险寻求策略,前者是通过最大化规避不确定性对求解结果的影响构建鲁棒函数,后者是从不确定风险中寻求可能获得的最大收益构造机会函数<sup>[28]</sup>。由于需要规避源荷的不确定性对运行结果的最坏影响,采用风险规避策略构建优化模型。鲁棒调度模型相关公式参考文献[27-28]。

#### 3.1 IGDT 标准模型

IGDT 标准模型为

$$\begin{cases} \max_s \varphi; \\ \left\{ \begin{array}{l} \max F(s, \omega) \leq (1 + \beta) F_0; \\ s, \omega \in (0, 1); \end{array} \right. \\ \text{s. t. } \left\{ \begin{array}{l} H(s, \omega) = 0; \\ K(s, \omega) \leq 0; \\ U(\varphi, \tilde{\omega}) = \{\omega: |\omega - \tilde{\omega}| \leq \varphi \tilde{\omega}\}. \end{array} \right. \end{cases} \quad (28)$$

式中: $\varphi$ 为不确定性因数,表示不确定变量的波动程度; $s$ 、 $\omega$ 分别为决策变量、不确定变量; $\beta$ 为偏差因数,表示预期目标与实际最优解的偏离程度; $F(s, \omega)$ 为目标函数; $F_0$ 为模型最优解; $H(s, \omega)$ 为等式约束; $K(s, \omega)$ 为不等式约束; $U(\varphi, \tilde{\omega})$ 为不确定变量波动范围; $\tilde{\omega}$ 为预测不确定变量。

传统 IGDT 是对单一不确定因素进行决策分析,OIES 中源测不确定性因素有风电出力波动和太阳辐射强度变化,荷测需考虑油气钻采、稠油集输、注水系统和气体处理的不确定性。通过加权处理可对多个不确定性变量进行归一化,实现多维度不确定性条件下的决策分析与求解。加权处理模型为

$$\begin{cases}
 U(\varphi_i, \tilde{Y}_i^t) = \{(P_w, P_D) : |Y_i^t - \tilde{Y}_i^t| \leq \varphi_i \tilde{Y}_i^t\}; \\
 U(\varphi_k, \tilde{H}_k^t) = \{(P_Z, P_C, P_S, P_Q) : |H_k^t - \tilde{H}_k^t| \leq \varphi_k \tilde{H}_k^t\}; \\
 \varphi_w = \lambda_w \varphi; \\
 P_w \in \{(1 - \varphi_w) \tilde{P}_w, (1 + \varphi_w) \tilde{P}_w\}; \\
 \varphi_D = \lambda_D \varphi; \\
 P_D \in \{(1 - \varphi_D) \tilde{P}_D, (1 + \varphi_D) \tilde{P}_D\}; \\
 \varphi_Z = \lambda_Z \varphi; \\
 P_Z \in \{(1 - \varphi_Z) \tilde{P}_Z, (1 + \varphi_Z) \tilde{P}_Z\}; \\
 \varphi_C = \lambda_C \varphi; \\
 P_C \in \{(1 - \varphi_C) \tilde{P}_C, (1 + \varphi_C) \tilde{P}_C\}; \\
 \varphi_S = \lambda_S \varphi; \\
 P_S \in \{(1 - \varphi_S) \tilde{P}_S, (1 + \varphi_S) \tilde{P}_S\}; \\
 \varphi_Q = \lambda_Q \varphi; \\
 P_Q \in \{(1 - \varphi_Q) \tilde{P}_Q, (1 + \varphi_Q) \tilde{P}_Q\}; \\
 \varphi_w + \varphi_D + \varphi_Z + \varphi_C + \varphi_S + \varphi_Q = 1.
 \end{cases} \tag{29}$$

式中： $U(\varphi_i, \tilde{Y}_i^t)$ 为两种源侧波动， $i=1, 2$ ； $U(\varphi_k, \tilde{H}_k^t)$ 为 4 种荷侧波动， $k=1, 2, 3, 4$ ； $\varphi_w, \varphi_D, \varphi_Z, \varphi_C, \varphi_S, \varphi_Q$ 分别为不确定参数风电出力、光伏出力、油气钻采负荷、稠油集输负荷、注水系统负荷、气体处理负荷的波动程度； $\lambda_w, \lambda_D, \lambda_Z, \lambda_C, \lambda_S, \lambda_Q$ 分别为不确定参数风电出力、光伏出力、油气钻采负荷、稠油集输负荷、注水系统负荷、气体处理负荷的不确定性权重； $P_w, P_D, P_Z, P_C, P_S, P_Q$ 分别为不确定参数实际风电出力、光伏出力、油气钻采负荷、稠油集输负荷、注水系统负荷、气体处理负荷； $\tilde{P}_w, \tilde{P}_D, \tilde{P}_Z, \tilde{P}_C, \tilde{P}_S, \tilde{P}_Q$ 分别为不确定参数预测风电出力、光伏出力、油气钻采负荷、稠油集输负荷、注水系统负荷、气体处理负荷。

将式(29)代入式(28)，IGDT 鲁棒优化模型为

$$\begin{cases}
 \max_s \varphi; \\
 \left\{ \begin{array}{l}
 \max F(s, \omega) \leq (1 + \beta) F_0; \\
 s, \omega \in (0, 1); \\
 H(P_w, P_D, P_Z, P_C, P_S, P_Q) = 0; \\
 K(P_w, P_D, P_Z, P_C, P_S, P_Q) \leq 0; \\
 U(\varphi_i, \tilde{Y}_i^t) = \{(P_w, P_D) : |Y_i^t - \tilde{Y}_i^t| \leq \varphi_i \tilde{Y}_i^t\}; \\
 U(\varphi_k, \tilde{H}_k^t) = \{(P_Z, P_C, P_S, P_Q) : |H_k^t - \tilde{H}_k^t| \leq \varphi_k \tilde{H}_k^t\}.
 \end{array} \right.
 \end{cases} \tag{30}$$

式(30)为双层优化模型，上层模型求解可接受最大不确定因数，下层模型求解需承担最大运行成本。在下层模型中，最大运行成本出现在源侧最小风光出力，且荷侧最大油气钻采负荷、稠油集输负荷、注水系统负荷和气体处理负荷处。将双层优化模型转化为单层优化模型，即

$$\begin{cases}
 \max_s \varphi; \\
 \left\{ \begin{array}{l}
 \max F(s, \omega) \leq (1 + \beta) F_0; \\
 s, \omega \in (0, 1); \\
 H(P_w, P_D, P_Z, P_C, P_S, P_Q) = 0; \\
 K(P_w, P_D, P_Z, P_C, P_S, P_Q) \leq 0; \\
 Y_i^t = (1 - \varphi_i) \tilde{Y}_i^t; \\
 H_k^t = (1 + \varphi_k) \tilde{H}_k^t.
 \end{array} \right.
 \end{cases} \tag{31}$$

### 3.2 求解方法

建立的 3 个模型具有逐步递进的关系:基础 OIES 模型提供系统的结构和组成,OIES 低碳经济调度模型优化经济性和低碳性,计及 IGDT 的 OIES 鲁棒调度模型进一步考虑源荷不确定性因素对系统调度的影响,提升系统的鲁棒性。

源荷波动下计及 IGDT 的 OIES 鲁棒调度模型求解流程:

- (1)输入 OIES 确定性模型参数,求解以系统总成本最小为目标的优化调度模型,计算模型最优解  $F_0$ 。
- (2)将确定性模型最优解  $F_0$  作为基准值,考虑源侧波动与荷侧波动,分别使用 2 种  $Y_k^l$ 、4 种  $H_k^l$  代替  $\tilde{Y}_k^l$ 、 $\tilde{H}_k^l$ ,设置 IGDT 偏差因数  $\beta$ ,计算不确定因数  $\varphi$ 。
- (3)采用分段线性化方法,对混合整数非线性模型进行线性化处理,得到混合整数线性规划模型。通过 MATLAB 软件调用 GUROBI 求解器进行求解。
- (4)以源荷侧不确定因数最大为目标函数,求解风险规避策略的计及 IGDT 鲁棒调度模型,进一步求解 OIES 调度成本与机组出力。

## 4 算例仿真分析

### 4.1 参数设置

为验证建立模型的有效性,以东北某小型油田区域为例构建 OIES 系统。该区域分时电价见表 1,购气价格为 2.54 元/ $m^3$ 。调度运行周期为 24 h,单位运行时间为 1 h。区域内风电、光伏及负荷功率曲线见图 3,其中负荷侧包括电、热负荷的实际值与预测值,新能源侧是根据历史数据给出风电出力与光伏出力预测值;弃风惩罚系数为 150 元/MW,弃光惩罚系数为 120 元/MW,单位碳排成本为 210 元/t。OIES 系统各设备参数见表 2。

表 1 某区域分时电价  
Table 1 Time of use electricity price in a certain region

时段	分时	电价/(元·kW <sup>-1</sup> )
09:00~12:00、16:00~20:00	高峰时段	1.034 7
07:00~08:00、13:00~15:00、21:00~22:00	平时段	0.606 8
00:00~06:00、23:00~24:00	低谷时段	0.258 9

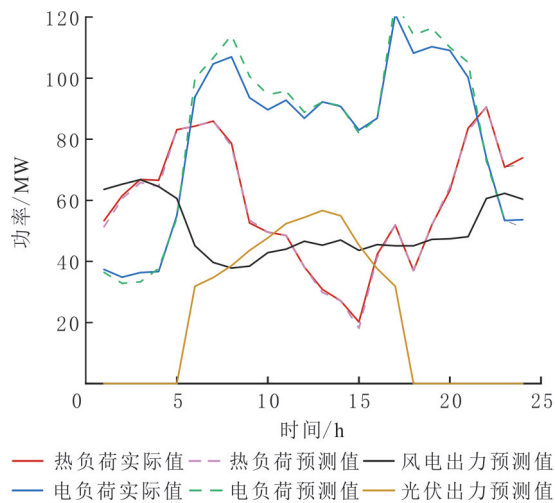


图 3 算例风电、光伏及负荷功率曲线  
Fig. 3 WT, PV and load power curves

表 2 OIES 系统设备参数

Table 2 Parameters of various equipment in OIES system

$P_{CHP,min}/MW$	$P_{CHP,max}/MW$	$Q_{CHP,min}/MW$	$Q_{CHP,max}/MW$	$\eta_{CCS}/\%$	$\zeta/(kW \cdot h \cdot kg^{-1})$
31	110	40	140	85	0.25
$\eta_{PTSF}/\%$	$\eta_{GT}/\%$	$H_{ng}/(MJ \cdot m^{-3})$	$R_{PTSF,u}/MW$	$\eta_{e-h}/\%$	$R_{PTSF,d}/MW$
42	82	39	25	37	25
$Q_{GB,max}/MW$	$\eta_{gd}/\%$	$e_m/(kW \cdot h \cdot kg^{-1})$	$S_{ES,max}/MW$	$V_{FG}/m^3$	$S_{HS,max}/MW$
0.440	95	90	28	45	1 000
$\eta_{PEM}/\%$	$\delta_{ES}/\%$	$\delta_{HS}/\%$	$\delta_{HES}/\%$	$\eta_{i,ch}/\%$	$\eta_{i,di}/\%$
60	20	5	25	95	93

4.2 模型验证

为验证 CHP-PTSF-CCS 协同运行方式在 OIES 中协同运行的有效性,设置 4 个场景:(1)油田自备热电厂单一运行(CHP 机组运行);(2)叠加太阳能助力(CHP-PTSF 联合运行);(3)附加分流 CCS 设备的耦合供能方式(在场景 2 基础上考虑分流式 CCS);(4)多元联合供能方式(CHP-PTSF-CCS 协同运行)。4 个场景运行成本见表 3,分析 4 个场景的经济性与低碳性。

表 3 4 个场景运行成本

Table 3 Operating costs for 4 scenarios

万元

场景	运维成本	购能成本	碳排成本	碳封存成本	弃风弃光成本	总成本
1	22.69	15.62	18.56	0	3.49	60.36
2	26.37	8.31	15.24	0	2.63	52.55
3	24.14	9.68	3.79	1.98	0.79	40.38
4	27.23	4.83	1.06	1.41	0.24	34.77

由表 3 可知,场景 4 相较于场景 1、2、3 的总成本分别下降 42.39%、33.83%和 13.89%。场景 1 总成本最高的原因是单一的 CHP 机组无法满足用能需求,产生大量的用能成本和碳排成本,由于存在“以热定电”模式,热出力的增加使电出力增大,无法对风光出力进行有效消纳。场景 2 在场景 1 的基础上利用 PTSF 与 CHP 联合运行,PTSF 可以利用光热转化与电热转化特性,将用电高峰期的负荷移至负荷低谷期,实现“削峰填谷”,减少购能需求。同时,PTSF-CHP 联合运行增大单一的 CHP 机组“以热定电”区间,可再生能源出力增加,系统整体碳排放量减少,增加运维成本 3.68 万元,降低购能成本与碳排成本 10.63 万元。受机组出力限制影响,风光消纳效果增加不明显,弃风弃光成本较高。与场景 2 相比,场景 3 碳封存成本增加 1.98 万元,碳排成本降低 75.11%,表明采用 CCS 技术可有效减少 CO<sub>2</sub> 排放量,但是消耗较多的能量,导致 CHP 机组向系统供电能力和 PTSF 电站“电热耦合”能力减弱,需要通过上级电网、气网弥补用能缺口,购能成本增加 16.48%。相较前 3 个场景,场景 4 考虑 CHP-PTSF-CCS 协同运行方式,实现发电机组的横向与纵向解耦,增加系统灵活调度能力,除运维成本增加外,其他成本有效降低,满足系统运行经济性的同时实现低碳供能。

在工程实际中,场景 1 满足采集、输送和居民负荷的能源需求,但在电力需求波动较大的情况下,造成较高的碳排放量和能源浪费。场景 2 适用于有分布式能源的地区进行油气田采暖水、原油集输和含油污水处理加热等。场景 3 的原料烟气经冷却洗涤后由风机送入吸收塔,可有效减少油气生产环节的碳排放量。根据工业钻采、注水、集输负荷及居民负荷的用能特点,场景 4 发挥多元联合运行优势,灵活实时调度,实现电能到热能的高效储能、直接转化利用和系统内部碳循环,减少化石能源消耗,提升绿色能源供给能力。

### 4.3 低碳性分析

为分析 CCS 电厂的低碳性,对场景 3、4 的 CCS 能耗与富液罐储液量进行分析(见图 4)。在 07:00~08:00、11:00~12:00 和 17:00~22:00 负荷高峰时段,场景 3 的 CCS 能耗高于场景 4 的。因为 CCS 能耗受分流式 CCS 机组影响,为满足系统低碳性,CHP 机组给 CCS 机组供能增大,导致 CO<sub>2</sub> 排放量增多,储液罐吸收 CO<sub>2</sub> 耗能增加,总储液量升高。在负荷低谷时段,场景 3 的 CCS 能耗略低于场景 4 的。这是因为场景 4 采用多元联合运行方式,CCS 储液罐具有能量时移特性,在 CHP-CCS-PTSF 协同运行下,可动态调整 CCS 能耗从负荷高峰时段转移到负荷低谷时段,变相增大 CHP 机组电出力和 PTSF 供热能力。同时,场景 3 的 CHP 机组在负荷高峰时段满足高 CCS 能耗,导致供电量减少,需要增大 PTSF 出力而提供电能,导致储热减少,削弱 PTSF 在夜间低负荷时段向 OIES 负荷终端供热的能力,间接导致夜间低负荷时段 CHP 出力增加,能耗增加。场景 3、4 的分析结果验证模型在系统节能减排方面的有效性。

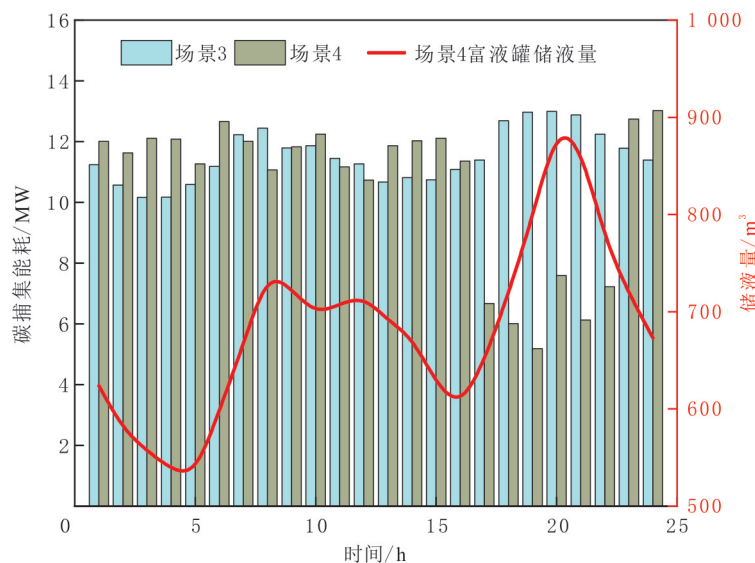


图 4 场景 3、4 的 CCS 能耗与富液罐储液量

Fig. 4 CCS energy consumption and rich liquid tank storage capacity in scenarios 3 and 4

### 4.4 功率优化及储能分析

场景 4 的电功率优化运行结果见图 5(a),由 CHP、GT、WT、PV、PTSF 和购电满足用能需求。在 06:00~08:00、19:00~22:00 时段,处于用电负荷高峰且风光出力不足,CHP 机组增大出力,以保证用电需求;在 09:00~16:00 时段,为风光出力高峰期,PTSF 利用光电转化能力向系统供电,降低系统购电成本,提高新能源消纳能力;GT 机组全天保持相对平稳的出力水平,满足调峰需求。在用能侧,CCS 机组避开傍晚负荷高峰时段,利用储液罐将整个调度周期吸收的 CO<sub>2</sub> 在电能富余时集中解析,灵活调整 CCS 能耗至非高峰时段,降低 CHP 机组在电负荷低谷期的净出力,实现“以热定电”约束的纵向解耦,提高风电的上网空间,利用 ES 存储多余电出力,实现能量时移;同时,电转氢设备 EL 消耗绿电,减少弃风弃光率,实现工业“灰氢”向“绿氢”的转变。

场景 4 的热功率优化运行结果见图 5(b),由 CHP、PTSF、GT 和 GB 机组进行热供应。在负荷高峰时段,PTSF 进行电热转换提供热出力,减少 CHP 与 GB 机组的供热压力,实现 CHP-PTSF 联合运行“以热定电”约束的横向解耦。在 01:00~04:00、18:00~19:00 时段,热出力大于热负荷需求,利用 HS 存储多余热能,避免热能浪费。

在 OIES 中,ES 与 HS 可以平衡能源供需,合理的容量配置可以使系统总运行成本降至最低。系统总运行成本与储能容量关系见图 6。由图 6 可以看出,不配置任何储能设备时,系统总运行成本最大,不考虑储能投资运维成本,新能源发电富余电能不能进行合理高效利用,无法进行风光消纳,弃风弃光成本显著增加。随 ES、HS 容量配置的增加,总运行成本呈逐渐降低趋势。这是因为随储能容量的增加,促进

风光消纳,增加能源调度的灵活性,降低弃能惩罚成本。当储电容量为  $10 \text{ MW}\cdot\text{h}$ 、储热容量为  $20 \text{ MW}\cdot\text{h}$  时,二者协同对 OIES 经济性作用最明显,系统总运行成本最小,为 34.77 万元。继续增加储能容量,系统总成本升高。这是因为储能设备运维成本与投资成本之和不是最小,继续配置导致高储低放收益小于储能运维投资成本。

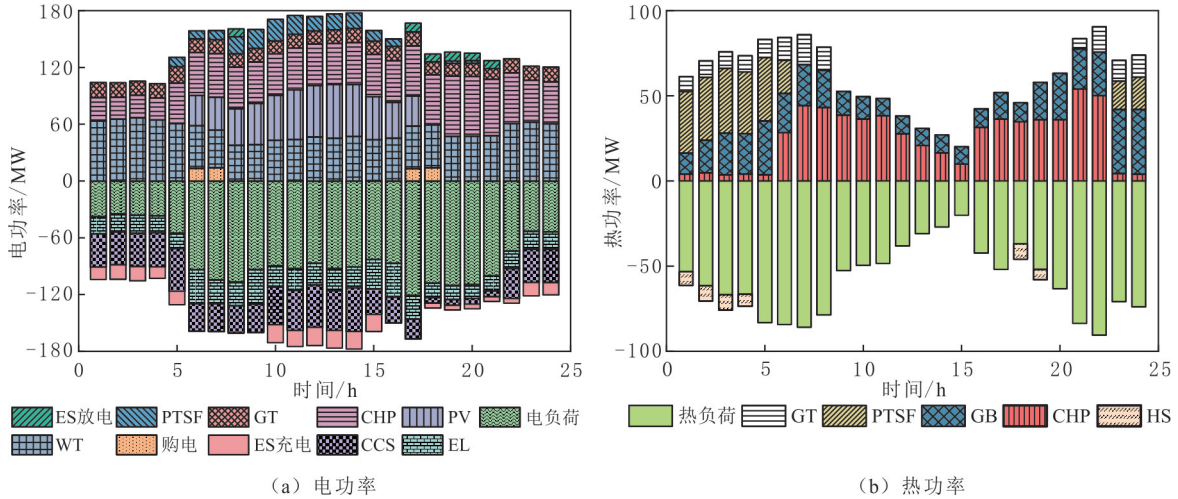


图 5 场景 4 的电功率和热功率优化运行结果  
Fig. 5 Optimization operation results of electrical power and thermal power of scenario 4

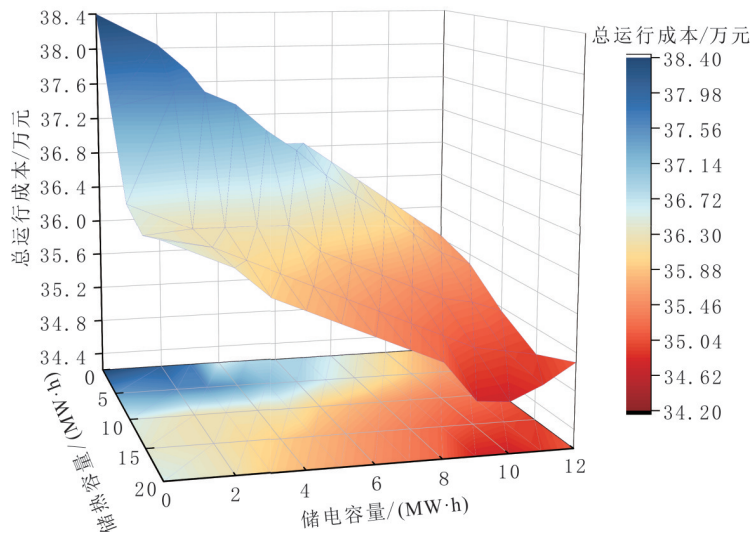


图 6 系统总运行成本与储能容量关系  
Fig. 6 The relationship between total operating cost of the system and energy storage capacity

储电、储热装置单独运行与协同运行能量状态见图 7。由图 7 可以看出,储能装置单独运行时,受限于单一类型的能量,面对源荷变化时,无法灵活地在不同能量形式之间进行转换和调节,储能装置剩余能量占比波动大;当储能装置协同运行时,储能装置能量波动小于单独运行时段,在 17:00 至次日 5:00 时段尤为明显,储电、储热装置能量波动分别降低 20.39%、16.73%。这是因为储电与储热装置在夜间需要向负荷供电,但风电发电量较大,储电装置可以迅速储存多余的电能,减少弃风率;PTSF 利用电能进行热能存储和转换,减少能量波动,有效降低储能装置的运维成本。

#### 4.5 新能源消纳

4 个场景的光电和风电消纳情况见图 8。由图 8 可以看出,场景 1 由 CHP 机组单独运行,叠加风力发电反调峰特性,出力高峰时段处于负荷低谷时段,受 OIES 与上级电网售电功率、储能设备功率约束的限

制,导致风电消纳率低,弃风现象严重。在 08:00~15:00 光伏出力高峰时段,负荷处于非低谷时段,相较于场景 1,场景 2 将光电转化特性消纳光伏出力,总体弃光率降低 51%。在 23:00~24:00、01:00~05:00 负荷低谷时段,相较于场景 2,场景 3 设备能耗消纳一部分风电,风电总体消纳率提高 9.5%。场景 4 风电、光伏利用率分别提升至 96.20%和 95.78%,CHP-PTSF-CCS 协同运行设备可灵活调整出力区间至风光出力最大时段,同时 OIES 系统中的 EL 电解氢促进风电与光伏消纳程度,极大提升风电与光电的上网空间,提高消纳率。

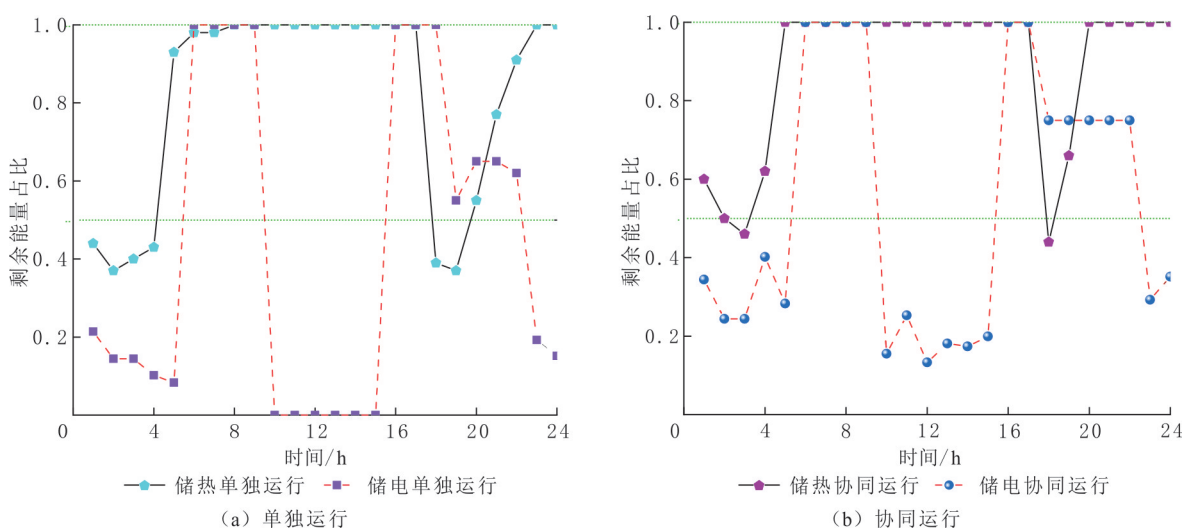


图 7 储能单独运行与协同运行能量状态

Fig. 7 Energy state of energy storage operates independently and collaborative operation

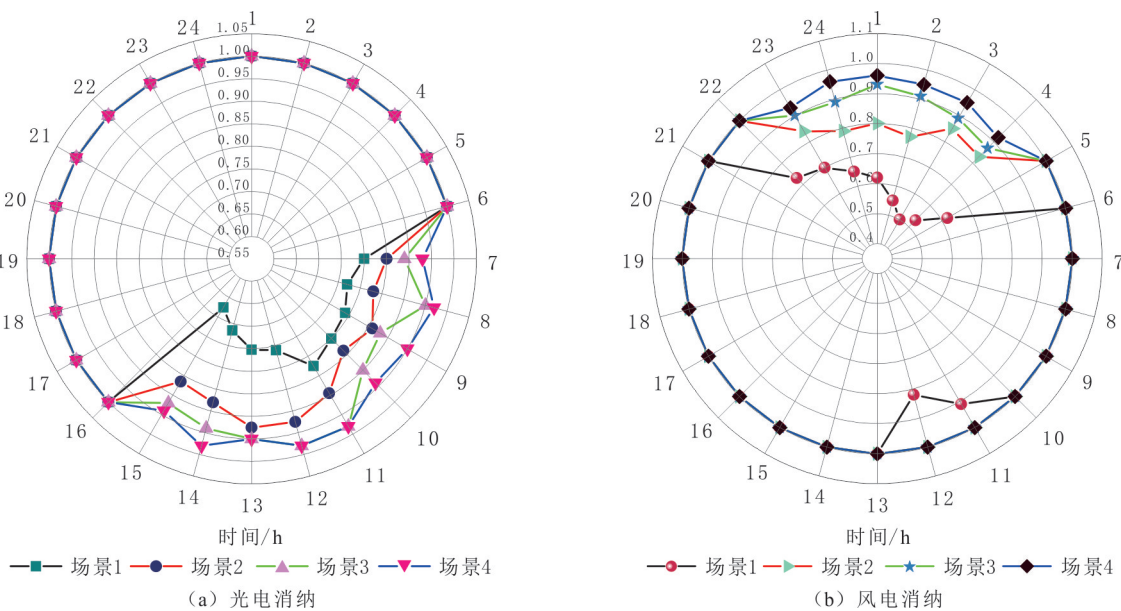


图 8 4 个场景光电和风电消纳情况

Fig. 8 PV and WT consumptions of 4 scenarios

#### 4.6 IGD 模型分析

选取场景 4,利用 IGD 鲁棒调度模型对不确定性进行分析。由于可再生资源受环境温度、天气条件因素影响较大,出力具有很强的随机性,而负荷波动幅度保持在一定范围内。对于风电出力、光伏出力、油气钻采负荷、稠油集输负荷、注水系统负荷和气体处理负荷不确定性,选取东北某地区 30 d 的每小时出力及负荷数据,先求得标准差,再取最大值,识别和分析数据集中离散程度最大的数据子集,作为衡量不确定因数的依据。计算风电出力、光伏出力、油气钻采负荷、稠油集输负荷、注水系统负荷和气体处理负荷的最

大标准差分别为 65.9、57.3、29.6、21.7、15.7、8.1, 确定不确定量权重因数为 0.33 : 0.29 : 0.15 : 0.11 : 0.08 : 0.04。

算例不确定性因数与总调度成本见表 4。由表 4 可以看出, 当偏差因数从 0.02 增加到 0.12 的过程中, 不确定性因数与总调度成本增大。这是因为偏差因数增大时, OIES 可包容的运行不确定度增加, 运行风险增大, OIES 需要增加运行调度成本, 以提高系统稳定性与鲁棒性。为实现系统不确定性与经济性的平衡, 需合理设置偏差因数。

表 4 算例不确定性因数与总调度成本

Table 4 Uncertainty factors and total scheduling costs in case studies

$\beta$	$\varphi$	总调度成本/万元	$\beta$	$\varphi$	总调度成本/万元
0.02	0.118	36.99	0.08	0.539	49.17
0.04	0.273	39.17	0.10	0.607	53.66
0.06	0.447	45.25	0.12	0.651	57.24

为分析源荷不确定性对 OIES 运行的影响, 选取风险规避策略下偏差因数  $\beta$  为 0.10,  $\lambda_w$ 、 $\lambda_D$ 、 $\lambda_Z$ 、 $\lambda_C$ 、 $\lambda_S$ 、 $\lambda_Q$  分别为 20.03%、17.60%、9.11%、6.68%、4.85%、2.43%。 $\beta$  为 0.10 时的电功率、热功率优化运行结果见图 9。由图 9 可以看出, 在风险规避策略下, 风电和光电实际出力分别低于预测结果的 21.77%、11.33%, 油气钻采负荷、稠油集输负荷、注水系统负荷和气体处理负荷分别高于预测结果的 4.96、4.32、3.68、3.04 MW, 电负荷增大 10.24%, 热负荷增大 10.25%。需要增大 CHP、GT 出力, 使  $CO_2$  排放量增加, CCS 吸收  $CO_2$  消耗的能耗也随之增加。在 10:00~15:00 时段, 系统 PTSF 供能能力下降, 电价较低并向上级电网购电。系统主要由 CHP、GB 和 GT 机组供热, PTSF 的实际出力比预测结果低, 大部分能量优先供电, 小部分能量在个别负荷低谷时段进行电热转化向系统供热。电热平衡情况验证模型的有效性。

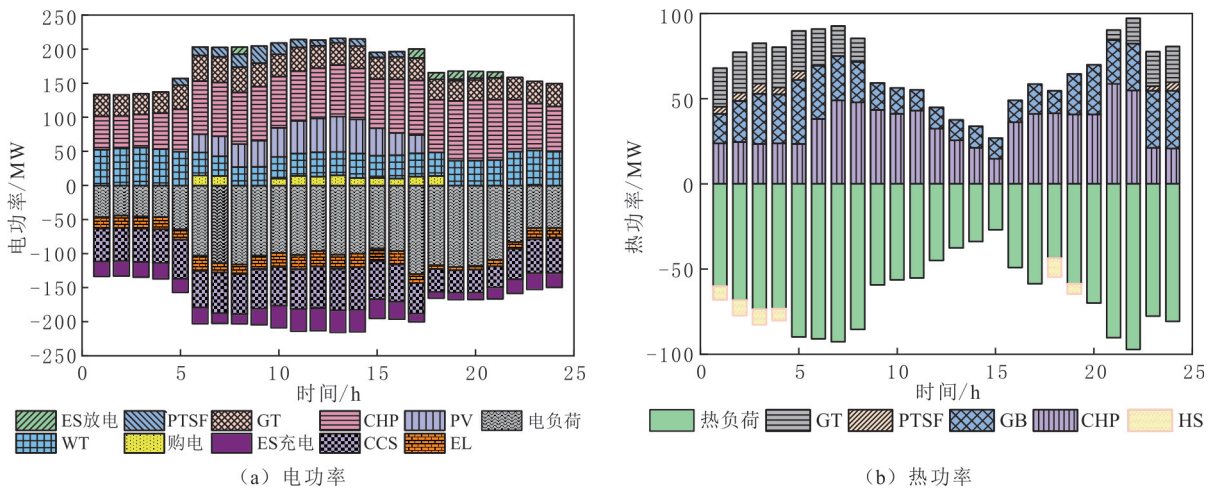


图 9 算例电功率和热功率优化运行结果( $\beta=0.10$ )

Fig. 9 Optimization results of electrical and thermal power in case studies( $\beta=0.10$ )

## 5 结论

(1) 对于油田区域电—气—热能耦合互补的综合能源系统(OIES), 构建 CHP-PTSF-CCS 协同运行的低碳经济调度模型, 采用风险规避型策略的 IGDT 鲁棒调度模型处理风光出力和电热负荷的不确定性。

(2) 在 CHP 单独运行基础上, 利用 PTSF 缓解热负荷供能压力, 通过“削峰填谷”满足负荷用能需求, 增加系统供能灵活性, 最优工况可节省总运行成本 42.39%。在 CHP-PTSF 联合运行的基础上, 利用 CCS 技术可以实现 CHP-PTSF-CCS 协同运行方式, 有效降低系统的碳排放 75.11%, 实现系统内部的碳循环。风、光利用率分别提升至 96.20% 和 95.78%, 有效提高新能源上网空间。

(3)IGDT 鲁棒调度模型有效量化 OIES 中用能负荷与可再生能源出力的不确定性,根据运行风险与预期成本间的平衡,选择不同的规避因数实现不同场景优化调度,提高决策对不确定风险的适应能力。

(4)考虑源荷不确定性的含 CCS 油田综合能源系统优化调度方法,利用系统内部动态特性,提高热、电调峰能力,为未来融合能源生产、输配和消费等不同环节间的时空耦合机制和互补替代提供指导。

## 参考文献(References):

- [1] 陈艳波,张宁,李嘉祺,等. 零碳园区研究综述及展望[J/OL]. 中国电机工程学报, 1-21[2024-04-24]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.231293>.  
CHEN Yanbo, ZHANG Ning, LI Jiaqi, et al. Review and prospect of zero carbon park research[J/OL]. Proceedings of the CSEE, 1-21[2024-04-24]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.231293>.
- [2] 张笑演,熊厚博,王楚通,等. 基于最优出力区间和碳交易的园区综合能源系统灵活经济调度[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(16): 72-83.  
ZHANG Xiaoyan, XIONG Houbo, WANG Chutong, et al. Flexible economic dispatch of park integrated energy system based on optimal output interval and carbon trading[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(16): 72-83.
- [3] GE L, LIU H, YAN J, et al. Optimal integrated energy system planning with DG uncertainty affine model and carbon emissions charges[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2021, 13(2): 905-918.
- [4] 刘军,邹兵,张利,等. 油田井工厂多能互补综合能源系统的研究[J]. 上海电气技术, 2022, 15(2): 31-37.  
LIU Jun, ZOU Bing, ZHANG Li, et al. Research on multi energy complementary comprehensive energy system for oilfield well factories[J]. Shanghai Electric Technology, 2022, 15(2): 31-37.
- [5] 王艳松,宋阳阳,倪承波,等. 含光伏的油田综合能源系统的热电厂和需求响应协同调峰能力分析[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(7): 198-204.  
WANG Yansong, SONG Yangyang, NI Chengbo, et al. Cooperative peak load regulation ability analysis of thermal power plant and demand response for oil field integrated energy system with photovoltaic[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(7): 198-204.
- [6] 李欣,刘立,黄婧琪,等. 含耦合 P2G 和 CCS 的园区级综合能源系统优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报, 2023, 35(4): 18-25.  
LI Xin, LIU Li, HUANG Jingqi, et al. Optimal scheduling of park-level integrated energy system with coupling of P2G and CCS[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2023, 35(4): 18-25.
- [7] ALIREZA A, BEHNA M, ZARE K, et al. Economic-emission dispatch problem in power systems with carbon capture power plants[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2021, 57(4): 3341-3351.
- [8] 刘妍,胡志坚,陈锦鹏,等. 含碳捕集电厂与氢能多元利用的综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(1): 31-40.  
LIU Yan, HU Zhijian, CHEN Jinpeng, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering carbon capture power plant and multi-utilization of hydrogen energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(1): 31-40.
- [9] SHI Z, YANG Y, XU Q, et al. A low-carbon economic dispatch for integrated energy systems with CCUS considering multi-time-scale allocation of carbon allowance[J]. Applied Energy, 2023, 351: 121841.
- [10] 寇洋,武家辉,张华,等. 考虑碳捕集与 CVaR 的电力系统低碳经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(11): 131-140.  
KOU Yang, WU Jiahui, ZHANG Hua, et al. Low carbon economic dispatch for a power system considering carbon capture and CVaR[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(11): 131-140.
- [11] 袁桂丽,钟飞,张睿,等. 考虑碳捕集及需求响应的虚拟电厂热电联合优化调度[J]. 电网技术, 2023, 47(11): 4458-4467.  
YUAN Guili, ZHONG Fei, ZHANG Rui, et al. Combined heat and power scheduling optimization for virtual power plants considering carbon capture and demand response[J]. Power System Technology, 2023, 47(11): 4458-4467.
- [12] 吴志力,杨卫红,原凯,等. 园区能源互联网多能源协同优化配置发展构想[J]. 中国电力, 2018, 51(8): 99-105.  
WU Zhili, YANG Weihong, YUAN Kai, et al. Park energy internet development design of multi-energy synergic optimal allocation[J]. Electric Power, 2018, 51(8): 99-105.
- [13] 王仕俊,平常,薛国斌. 考虑共享储能的社区综合能源系统协同优化研究[J]. 中国电力, 2018, 51(8): 77-84.  
WANG Shijun, PING Chang, XUE Guobin. Synergic optimization of community energy internet considering the shared energy storage[J]. Electric Power, 2018, 51(8): 77-84.
- [14] 罗永伟,李成仁,张冷,等. 考虑复合储能的综合能源系统能量模拟与优化调度[J]. 中国电力, 2020, 53(10): 96-103.  
LUO Yongwei, LI Chengren, ZHANG Ling, et al. Energy simulation and optimal scheduling of integrated energy system considering hybrid energy storage[J]. Electric Power, 2020, 53(10): 96-103.
- [15] 施泉生,丁建勇,刘坤,等. 含电、气、热 3 种储能的微网综合能源系统经济优化运行[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 269-276.

- SHI Quansheng, DING Jianyong, LIU Kun, et al. Economic optimal operation of microgrid integrated energy system with electricity, gas and heat storage[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2019,39(8):269-276.
- [16] ABBASI K R, SHAHBAZ M, ZHANG J J, et al. Analyze the environmental sustainability factors of China: the role of fossil fuel energy and renewable energy[J]. *Renewable Energy*, 2022,187:390-402.
- [17] 张亚超,郑峰,乐健,等.考虑风电高阶不确定性的电气综合系统分布鲁棒协同优化调度[J].*中国电机工程学报*,2020,40(24):8012-8026.
- ZHANG Yachao, ZHENG Feng, LE Jian, et al. A distributionally robust coordinated optimization scheduling of integrated electricity and natural gas systems considering higher-order uncertainty of wind power[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020,40(24):8012-8026.
- [18] HOU W T, WEI H, ZHU R J. Data-driven multi-time scale robust scheduling framework of hydrothermal power system considering cascade hydropower station and wind penetration[J]. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2019,13(6):896-904.
- [19] 张涛,黄明娟,刘伉,等.计及源荷不确定性和变工况特性的区域综合能源系统优化调度[J].*智慧电力*,2022,50(8):109-117.
- ZHANG Tao, HUANG Mingjuan, LIU Kang, et al. Optimal scheduling of regional integrated energy system considering source-load uncertainty and variable condition characteristic[J]. *Smart Power*, 2022,50(8):109-117.
- [20] 王长浩,刘洋,许立雄.考虑风电和负荷不确定冷热电联供微网日前经济调度[J].*中国电力*,2020,53(8):50-59.
- WANG Changhao, LIU Yang, XU Lixiong. Day-ahead economic dispatch of CCHP microgrid considering wind power and load uncertainty[J]. *Electric Power*, 2020,53(8):50-59.
- [21] 朱兰,田泽清,唐陇军,等.计及细节层次直接负荷控制的区域综合能源系统多时间尺度优化调度[J].*电网技术*,2021,45(7):2763-2772.
- ZHU Lan, TIAN Zeqing, TANG Longjun, et al. Multi-time-scale optimal dispatch of regional integrated energy system considering level of detail direct load control[J]. *Power System Technology*, 2021,45(7):2763-2772.
- [22] 王艳松,罗双禹,苗人杰,等.基于区间理论的油田综合能源系统优化规划[J].*电力自动化设备*,2024,44(3):31-39.
- WANG Yansong, LUO Shuangyu, MIAO Renjie, et al. Optimal planning of oilfield integrated energy system based on interval theory[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2024,44(3):31-39.
- [23] KAFFASH M, CEUSTERS G, DECONINCK G. Interval optimization to schedule a multi-energy system with data-driven PV uncertainty representation[J]. *Energies*, 2021,14(10):2739.
- [24] 施雷庭,卢海胜,张玉龙,等.致密砂砾岩矿物与超临界 CO<sub>2</sub> 和地层水相互作用[J].*油田化学*,2019,36(4):640-645.
- SHI Leiting, HU Haisheng, ZHANG Yulong, et al. Interaction of tight glutenite mineral with supercritical CO<sub>2</sub> and formation water[J]. *Oilfield Chemistry*, 2019,36(4):640-645.
- [25] 崔杨,张家瑞,王铮,等.计及含储热光热电站与电锅炉联合运行的供热期弃风消纳策略[J].*高电压技术*,2021,47(6):2250-2258.
- CUI Yang, ZHANG Jiarui, WANG Zheng, et al. Strategy of wind curtailment accommodation in heating season by considering joint operation of concentrated solar power plant and electric boiler[J]. *High Voltage Engineering*, 2021,47(6):2250-2258.
- [26] 李建林,李光辉,马速良,等.碳中和目标下制氢关键技术进展及发展前景综述[J].*热力发电*,2021,50(6):1-8.
- LI Jianlin, LI Guanghui, MA Suliang, et al. Review of key technologies for hydrogen production under carbon neutrality and development prospects[J]. *Thermal Power Generation*, 2021,50(6):1-8.
- [27] 罗平,闫文乐,王严,等.考虑 CCUS 的电—气—热综合能源系统鲁棒优化调度[J].*高电压技术*,2022,48(6):2077-2087.
- LUO Ping, YAN Wenle, WANG Yan, et al. Robust optimal dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system considering carbon capture, utilization and storage[J]. *High Voltage Engineering*, 2022,48(6):2077-2087.
- [28] 魏震波,郭毅,魏平梭,等.基于 IGDT 的电—气—热综合能源系统多目标扩展规划模型[J].*高电压技术*,2022,48(2):526-535.
- WEI Zhenbo, GUO Yi, WEI Pingsuo, et al. IGDT-based multi-objective expansion planning model for integrated natural gas and electric power systems[J]. *High Voltage Engineering*, 2022,48(2):526-535.