

基于可再生能源的碳捕集-电转气协同运行方法

杨建宾¹, 谢丽蓉¹, 宋新甫², 李进卫³, 章攀钊¹, 卞一帆¹

(1. 新疆大学电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830047; 2. 国网新疆经济技术研究院, 新疆 乌鲁木齐 830011; 3. 乌鲁木齐市达坂城海为支油风电有限公司, 新疆 乌鲁木齐 830039)

摘要:针对传统碳捕集电厂存在的强电碳耦合问题,提出基于可再生能源的碳捕集-电转气协同运行方法。首先,按照碳捕集设备供能来源的不同对各方式下碳捕集电厂的出力进行建模;其次,考虑风光和负荷的不确定性和相关性生成典型源荷场景;最后,根据碳捕集和电转气协同运行方式的不同划分6种运行模式,并以系统综合运行成本最小为目标对系统进行优化调度。算例分析表明,所提运行方法实现了碳捕集与碳捕集电厂产能之间解耦并提升了系统经济性。

关键词:综合能源;阶梯碳交易机制;碳捕集电厂;光热电站;场景缩减

中图分类号:TM614 文献标志码:A 文章编号:2096-4145(2022)12-0070-09

Collaborative Operation Method of Carbon Capture-P2G Based on Renewable Energy

YANG Jianbin¹, XIE Lirong¹, SONG Xinfu², LI Jinwei³, ZHANG Panzhao¹, BIAN Yifan¹

(1. School of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830047, China; 2. State Grid Xinjiang Electric Power Economic and Technology Research Institute, Urumqi 830011, China; 3. Urumqi Dabancheng Haiweizhiyou Wind Power Co., Ltd., Urumqi 830039, China)

Abstract: Targeting the problem of strong electricity carbon coupling existing in traditional carbon capture power plants, the paper proposes a collaborative operation method of carbon capture- power-to-gas (P2G) based on renewable energy. Firstly, the output of carbon capture power plant is modeled according to the different sources of energy supply of carbon capture equipment. Secondly, typical source-load scenarios are generated considering the uncertainty and correlation of wind & PV and load. Finally, six operation modes are classified according to the different carbon capture-P2G collaborative operation modes, and the system is optimally scheduled with the objective of minimizing the overall operating cost of the system. The algorithm analysis shows that the proposed operation method achieves decoupling between the carbon capture and carbon capture plant capacity and improves the system economy.

Key words: integrated energy; ladder-type carbon trading mechanism; carbon capture power plant; solar-thermal power station; scenario reduction

0 引言

“双碳”背景下妥善解决新能源和传统火电之间的矛盾,合理实现不同能源之间的相互耦合具有重要意义。区域综合能源系统(Regional Integrated

Energy System, RIES)作为能源互联网的重要载体,在提高能源利用率、节能减排方面具有显著作用^[1]。

碳捕集(Carbon Capture and Storage, CCS)技术为传统火电低碳运行提供了技术保障,其中燃烧后捕集技术以其结构简单、适应性强的特点得到广泛应用^[2]。碳捕集机组较火电机组在负荷跟踪及调峰等方面更具优势^[3-4],目前协调 CCS 能耗与机组产能的关系是 CCS 技术发展过程中的关键一环^[5]。文献[6]通过烟气分流与储液装置的协同作用实现了烟气处理与产能的解耦。文献[7-8]考虑可再生能源与火电机组的联合运行模式,在实现系统低碳运行

基金项目:国家自然科学基金资助项目(62163034);新疆重大科技专项项目(2022A1001-1);新疆天山创新团队(2021D14012)

Project Supported by the National Natural Science Foundation of China (62163034); Xinjiang key Science and Technology Projects (2022A1001-1); Xinjiang Tianshan Innovation Team(2021D14012)

的同时提高了可再生能源利用率。文献[9]指出在含 CCS 的多源协调模型中考虑源荷不确定性有助于提升系统经济性。CCS 技术在有效降低火电机组碳排放量的同时产生了高昂的碳封存 (Carbon Sequestration, CS) 和运输成本,在碳捕集电厂 (Carbon Capture Power Plant, CCPP) 中引入电转气 (Power to Gas, P2G) 设备可平衡二者间的矛盾^[10-12]。文献[10]建立 CCS 与 P2G 联合的循环运行系统,实现了二氧化碳的循环利用。文献[11]指出 CCPP-P2G 联合运行在提高风电消纳能力方面具有显著作用。文献[12]在综合能源系统中引入 CCS 与 P2G 有助于减少系统碳交易成本,提升系统经济性。文献[10-12]虽然对 CCS 装置和 P2G 的运行机理进行了研究,但未充分挖掘可再生能源供能方式和渗透率对 CCS 的影响,且对不同 CCS-P2G 协调优化运行模式下系统的运行机理也有待进一步深入分析。

综上所述,本文针对传统 CCPP 存在的强电碳耦合问题,提出基于可再生能源的 CCS-P2G 协同运行方法。研究的创新点在于根据 CCS 装置供能来源的不同分别对 CCPP 出力进行刻画,并构建计及源荷不确定性的 CCS-P2G 优化调度模型。利用改进的综合能源节点系统对系统的经济性、低碳性及综合评估指标进行分析,算例分析结果验证了所提系统的有效性。

1 碳捕集-电转气低碳综合能源系统

1.1 系统构成

本文构建了含 CCPP、光热电站 (Concentrating Solar Power Plant, CSPP)、P2G 设备的碳捕集-电转气低碳综合能源系统 (CCS-P2G-Low Carbon Integrated Energy System, CCS-P2G-LCIES)。为重点分析 CCS 装置与供能途径的关系,设定所有火电机组为 CCS 机组。在 CCS-P2G-LCIES 中,风电机组、CCPP 是系统的核心供电部分,燃气轮机 (Gas Turbine, GT) 和 CSPP 是传统的辅助供电设备。通过电网购电的方式以保障系统供电稳定性,为缓解 CCPP 的 CCS 能耗与产能之间的矛盾,采用可再生能源为 CCS 供电。增设 P2G 单元用于降低 CCPP 内部的 CS 及运输成本,且 P2G 的供电全部由风电场和 CSPP 承担。GT 和燃气锅炉 (Gas Boiler, GB) 作为热源供给热负荷,储热装置 (Heat Storage Tank, HST) 作为辅助设备保障供热的稳定性,电制冷机协助吸收式制冷机进行供冷。

1.2 系统设备出力模型

系统设备包括灵活综合运行模式下的 CCPP, CSPP, P2G 等常规机组。其中灵活综合运行模式下的 CCPP 包含烟气分流、储液装置 2 部分,其在实现 CCS 与产能的解耦方面有一定作用。CCPP 主要模型详见文献[4],按照 CCS 供能来源的不同,可分为 CCPP 供能、可再生能源供能和可再生能源+CCPP 供能 3 类。

1.2.1 CCPP 供能模型

CCPP 机组总出力由 CCS 功率、固定功率和电厂净发电功率组成,其供能模型为:

$$\begin{cases} P_{CCP}^{i,\tau} = P_{CCS}^{i,\tau} + P_{net,CCP}^{i,\tau} + P_D^{i,\tau} \\ P_{CCP}^{i,\min} - \lambda_{CCS}^i \eta \beta_{CCS}^i \delta^{i,\tau} \zeta_{CO_2}^i P_{CCP}^{i,\max} - P_D^{i,\tau} \leq P_{net,CCP}^{i,\tau} \leq P_{CCP}^{i,\max} \\ P_D^{i,\tau} \leq P_{CCS}^{i,\tau} + P_D^{i,\tau} \leq \lambda_{CCS}^i \eta \beta_{CCS}^i \zeta_{CO_2}^i P_{CCP}^{i,\max} + P_D^{i,\tau} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{CCP}^{i,\tau}$, $P_{CCS}^{i,\tau}$, $P_{net,CCP}^{i,\tau}$, $P_D^{i,\tau}$ 分别为 τ 时刻 CCPP 机组 i 的发电总功率、CCS 运行功率、净发电功率和固定功率; $P_{CCP}^{i,\min}$, $P_{CCP}^{i,\max}$ 分别为 CCPP 机组 i 的最小和最大发电功率; λ_{CCS}^i 为 CCPP 机组 i 的 CCS 功率系数; η 为再生塔和压缩机的最大工作状态系数; β_{CCS}^i 为 CCPP 机组 i 的 CCS 效率; $\delta^{i,\tau}$ 为 τ 时刻 CCPP 机组 i 的烟气分流比; $\zeta_{CO_2}^i$ 为 CCPP 机组 i 的碳排放强度。

1.2.2 可再生能源供能模型

CCS 功率全部由可再生能源提供,CCPP 承担基荷,完全实现了 CCS 和 CCPP 之间的解耦,其供能模型为:

$$\begin{cases} P_{CCP}^{i,\tau} = P_{CCS,CCP}^{i,\tau} + P_{net,CCP}^{i,\tau} + P_{D,CCP}^{i,\tau} \\ P_{CCS}^{i,\tau} = P_{CCS,new}^{i,\tau} \\ P_{new}^{\tau} = \sum_{i=1}^I (P_{CCS,new}^{i,\tau} + P_{D,new}^{i,\tau}) + P_{new,oth}^{\tau} \\ P_D^{i,\tau} = P_{D,new}^{i,\tau} \\ P_{CCP}^{i,\min} \leq P_{net,CCP}^{i,\tau} \leq P_{CCP}^{i,\max} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $P_{CCS,CCP}^{i,\tau}$ 为 CCPP 机组 i 供给 CCS 的功率; $P_{D,CCP}^{i,\tau}$ 为 τ 时刻 CCPP 机组 i 承担的固定功率; $P_{CCS,new}^{i,\tau}$ 为 τ 时刻可再生能源供给 CCPP 机组 i 的 CCS 功率; P_{new}^{τ} 为 τ 时刻可再生能源的发电功率; $P_{D,new}^{i,\tau}$ 为 τ 时刻新能源承担的 CCPP 机组 i 的固定功率; $P_{new,oth}^{\tau}$ 为 τ 时刻可再生能源的上网功率。

1.2.3 可再生能源+CCPP 供能模型

可再生能源参与协同 CCPP 机组进行 CCS 有助于增大 CCPP 的出力空间,增加机组的调峰灵活性,其供能模型为:

$$\begin{cases} P_{CCP}^{i,\tau} = P_{CCS,CCP}^{i,\tau} + P_{net,CCP}^{i,\tau} + P_{D,CCP}^{i,\tau} \\ P_{CCS}^{i,\tau} = P_{CCS,CCP}^{i,\tau} + P_{CCS,new}^{i,\tau} \\ P_D^{i,\tau} = P_{D,CCP}^{i,\tau} + P_{D,new}^{i,\tau} \\ P_{new}^\tau = \sum_{i=1}^I (P_{CCS,new}^{i,\tau} + P_{D,new}^{i,\tau}) + P_{new_oth}^\tau \\ P_{CCP}^{i,min} - \lambda_{CCS}^i \eta \beta_{CCS}^i \delta^{i,\tau} \zeta_{CO_2}^i P_{CCP}^{i,max} - P_D^{i,\tau} - \\ P_{new}^\tau \leq P_{net,CCP}^{i,\tau} \leq P_{CCP}^{i,max} \\ 0 \leq P_{CCS,CCP}^{i,\tau} + P_{D,CCP}^{i,\tau} \leq \lambda_{CCS}^i \eta \beta_{CCS}^i \delta^{i,\tau} \zeta_{CO_2}^i P_{CCP}^{i,max} + P_D^{i,\tau} \end{cases} \quad (3)$$

常规机组中,气井、风电机组、常规火电机组以及GT, GB, HST, P2G 等设备建模可参见文献[13-14], CSPP 设备建模参见文献[15]。

1.3 源荷场景生成

本文以新疆供暖季(10月15日—次年4月15日)的源荷数据为对象进行分析,利用蒙特卡洛抽样和同步回代法进行场景生成。

1.3.1 风光出力相关性

考虑同一区域临近风光电场出力相关性可以保证优化调度的合理性^[16],由于核密度估计采用历史数据对风光出力的概率分布进行拟合,具有更高的精度^[17],因此本文采用自适应带宽的核密度估计。Copula 函数理论在多元随机变量的联合分布函数和其边缘分布函数之间建立联系可对变量的相关性进行描述^[18],本文选择 Frank-Copula 函数表征风光出力的相关性。Frank-Copula 函数 f 的表达式为:

$$f(\hat{f}(x_w), \hat{f}(x_{pv}), \theta) = -\frac{1}{\theta} \left[1 + \frac{(e^{-\theta \hat{f}(x_w)} - 1) - (e^{-\theta \hat{f}(x_{pv})} - 1)}{e^{-\theta} - 1} \right] \quad (4)$$

式中: $\hat{f}(x_w)$, $\hat{f}(x_{pv})$ 分别为风电和光伏出力的概率分布函数; θ 为不等于 0 的实际参数,本文选取范围为 $[-1, 1]$ 。

1.3.2 负荷自相关性

在综合能源系统中,负荷的随机性服从正态分布,其概率分布函数 \hat{f} 的表达式为:

$$\hat{f}(P_{se}^{S,\tau}) = \frac{1}{2\pi\sigma_{se}^{S,\tau}} \int_0^{P_{se}^{S,\tau}} e^{-\frac{P_{se}^{S,\tau} - \mu_{se}^{S,\tau}}{2(\sigma_{se}^{S,\tau})^2}} d(P_{se}^{S,\tau}) \quad (5)$$

式中: $P_{se}^{S,\tau}$, $\sigma_{se}^{S,\tau}$, $\mu_{se}^{S,\tau}$ 分别为负荷 S 在第 se 个季节 τ 时刻的功率、标准差及均值; S 为负荷种类,取值 1, 2, 3, 4 时分别对应电负荷、热负荷、气负荷和冷负荷; se 为季节,取值 1, 2, 3, 4 时分别对应四季。

为保证负荷典型场景选取的合理性,根据各负荷概率密度函数,利用蒙特卡洛方法进行场景生成并计算不同季节的时序自相关矩阵^[19],最后对时序

自相关性矩阵进行 Cholesky 分解^[20],消除随机抽样产生的时序自相关性影响。

2 CCS-P2G-LCIES 优化调度模型

2.1 目标函数及成本

本文所提的基于源荷不确定性的 CCS-P2G-LCIES 优化调度模型以系统经济性最优为目标,其目标函数 F 为:

$$F = \min \left(\sum_{u=1}^U \varphi_u (F_{dev,u} + F_{car,u} + F_{IDR,u} + F_{buy,u} + F_{pun,u}) \right) \quad (6)$$

式中: U 为场景总数; φ_u 为各完备场景的概率; $F_{dev,u}$, $F_{car,u}$, $F_{IDR,u}$, $F_{buy,u}$, $F_{pun,u}$ 分别为场景 u 下系统设备运维成本、阶梯碳交易成本、需求响应成本、购能成本和惩罚成本。

1) 运维成本 $F_{dev,u}$ 为:

$$F_{dev,u} = \sum_{t=1}^T (\mu_W (P_{W,u}^\tau + P_{W-P2G,u}^\tau) + \mu_{CSP} P_{CSP,u}^\tau + \mu_{GB} P_{GB,u}^\tau + \mu_{P2G} P_{P2G,u}^\tau + \mu_{GT} \sum_{k=1}^K (P_{GT,u}^{k,\tau}) + \mu_{Ab} P_{Ab,C,u}^\tau + \mu_{E,C} \sum_{j=1}^J (P_{E,C,u}^{j,\tau})) \quad (7)$$

式中: T 为运行周期总时长,本文调度周期为 24 h; $P_{W,u}^\tau$, $P_{W-P2G,u}^\tau$, $P_{CSP,u}^\tau$, $P_{GB,u}^\tau$, $P_{P2G,u}^\tau$, $P_{Ab,C,u}^\tau$, $P_{GT,u}^{k,\tau}$, $P_{E,C,u}^{j,\tau}$ 分别为场景 u 下 τ 时刻风电机组运行功率、风电机组供给 P2G 的功率、CSP 运行功率、GB 运行功率、P2G 单元运行功率、吸收式冷机运行功率、第 k 台 GT 运行功率、第 j 台电制冷机运行功率; μ_W , μ_{CSP} , μ_{GB} , μ_{P2G} , μ_{GT} , μ_{Ab} , $\mu_{E,C}$ 分别为风电机组、吸收式制冷机、电制冷机以及 CSPP, GB, P2G, GT 单元的运行成本系数。

2) 阶梯碳交易成本 $F_{car,u}$ 为:

本文采用免费配额的阶梯碳交易成本模型,假设电网购电全部来自火电机组,具体模型可参照文献[21]。

3) 激励型需求响应成本 $F_{IDR,u}$ 为:

$$F_{IDR,u} = \sum_{t=1}^T \sum_{S=1}^4 (\mu_{tra}^{S,\tau} |P_{tra,u}^{S,\tau}| + \mu_{cut}^{S,\tau} |P_{cut,u}^{S,\tau}|) \quad (8)$$

式中: $\mu_{tra}^{S,\tau}$, $\mu_{cut}^{S,\tau}$ 分别为 τ 时刻第 S 种负荷功率转移和削减造成的用户补偿系数; $P_{tra,u}^{S,\tau}$, $P_{cut,u}^{S,\tau}$ 分别为场景 u 下 τ 时刻第 S 种负荷转移和削减的功率。

4) 购能成本 $F_{buy,u}$ 为:

$$F_{buy,u} = \sum_{t=1}^T (\mu_{E,buy}^\tau P_{E,buy,u}^\tau + \mu_{gas}^\tau G_{buy,u}^\tau + \sum_{i=1}^I (a_i (P_{CCP,u}^{i,\tau})^2 + b_i P_{CCP,u}^{i,\tau} + c_i)) \quad (9)$$

式中: $\mu_{E,buy}^\tau$, μ_{gas}^τ 分别为场景 u 下 τ 时刻的购电成

本系数和购气成本系数; $P_{E_buy,u}^\tau$, $G_{buy,u}^\tau$, $P_{CCP,u}^{i,\tau}$ 分别为场景 u 下 τ 时刻的购电功率、购气量、CCPP 机组 i 的发电总功率; a_i , b_i , c_i 分别为 CCPP 机组 i 煤耗成本的二次项系数、一次项系数及常数项。

5) 惩罚成本 $F_{pun,u}$ 为:

$$F_{pun,u} = \sum_{i=1}^I (\mu_{W_A}^\tau (P_{W_pre,u}^\tau - P_{W,u}^\tau - \sum_{i=1}^I (P_{CCS,W,u}^{i,\tau} + P_{D,W,u}^{i,\tau}) - P_{W-P2G,u}^\tau)) \quad (10)$$

式中: $\mu_{W_A}^\tau$ 为 τ 时刻弃风成本系数; $P_{W_pre,u}^\tau$ 为场景 u 下 τ 时刻风电机组的最大发电功率; $P_{CCS,W,u}^{i,\tau}$, $P_{D,W,u}^{i,\tau}$ 分别为场景 u 下 τ 时刻风电机组供给 CCPP 机组 i 的 CCS 和固定功率。

2.2 约束条件及线性化处理

1) 需求响应约束为:

$$P_u^{S,\tau'} = P_u^{S,\tau} + P_{tra,u}^{S,\tau} + P_{cut,u}^{S,\tau} \quad (11)$$

式中: $P_u^{S,\tau}$, $P_u^{S,\tau'}$ 分别为场景 u 下 τ 时刻负荷 S 需求响应前、需求响应后的功率。

2) 电力功率平衡约束为:

$$P_u^{S,\tau'} + \sum_{j=1}^J P_{E_C,u}^{j,\tau} = \sum_{i=1}^I P_{net,CCP,u}^{i,\tau} + \sum_{k=1}^K P_{GT,u}^{k,\tau} + P_{W,u}^\tau + P_{CSP_L,u}^\tau + P_{E_buy,u}^\tau \quad (12)$$

式中: $P_{E_C,u}^{j,\tau}$, $P_{net,CCP,u}^{i,\tau}$, $P_{GT,u}^{k,\tau}$, $P_{CSP_L,u}^\tau$ 分别为场景 u 下 τ 时刻系统中电制冷机 j 的运行功率、CCPP 机组 i 的净发电功率、GT 机组 k 的发电功率和 CSP 供给电负荷的功率。

其中, S 的取值为 1。

3) 热/冷系统功率平衡约束为:

$$\eta_{HS_out} P_{HS_out,u}^\tau - P_{HS_in,u}^\tau / \eta_{HS_in} + \sum_h P_{GB,H,u}^{h,\tau} + \sum_k P_{GT,H,u}^{k,\tau} = P_{Ab,H,u}^\tau + P_u^{S,\tau'} \quad (13)$$

$$P_{Ab,C,u}^\tau + \sum_j P_{E_C,u}^{j,\tau} = P_u^{S,\tau'} \quad (14)$$

式中: η_{HS_out} , $P_{HS_out,u}^\tau$ 分别为 HST 的放热效率、 τ 时刻的放热功率; η_{HS_in} , $P_{HS_in,u}^\tau$ 分别为 HST 的储热效率、 τ 时刻的储热功率; $P_{GB,H,u}^{h,\tau}$, $P_{GT,H,u}^{k,\tau}$ 分别为场景 u 下 τ 时刻系统中 GB 机组 h 、GT 机组 k 的供热功率; $P_{Ab,H,u}^\tau$ 为场景 u 下 τ 时刻系统中吸收式制冷机的吸热功率。

其中, 式(13)、式(14)中 S 的取值分别为 2, 4。

4) 天然气平衡约束为:

$$G_{P2G,u}^\tau + G_{buy,u}^\tau = P_u^{S,\tau'} + G_{GB,u}^\tau + G_{GT,u}^\tau \quad (15)$$

式中: $G_{P2G,u}^\tau$, $G_{buy,u}^\tau$ 分别为场景 u 下 τ 时刻 P2G 制气量、系统购气量; $G_{GB,u}^\tau$, $G_{GT,u}^\tau$ 分别为场景 u 下 τ 时刻 GB 和 GT 的耗气量。

其中, S 的取值为 3。

5) 电/热/冷/气节点潮流约束:

关于电、热、天然气潮流相关模型较成熟, 文中不再赘述, 具体建模可参照文献[22-23]。

6) CCS 电厂储液装置约束:

关于 CCPP 储液装置约束的研究已相较完备, 具体可参照文献[6]。

本文所提方法中共有 2 处需要进行线性化处理, 分别为: (1) 式(1)涉及烟气分流比和 CCPP 发电总功率的乘积项, 需先转化为平方和的形式再利用分段线性化处理, 具体方法可参考文献[21]; (2) 式(9)中 CCS 机组煤耗成本涉及平方项, 可直接利用分段线性化处理。

2.3 模型求解及评价

本文利用 MATLAB2018b 环境以 CCS-P2G-LCIES 总成本最小为目标, 通过 Yalmip 工具箱调用 CPLEX 进行优化计算。CCS-P2G-LCIES 优化调度模型求解流程如图 1 所示, 其中 m 为运行模式, 本文共划分 6 种运行模式。

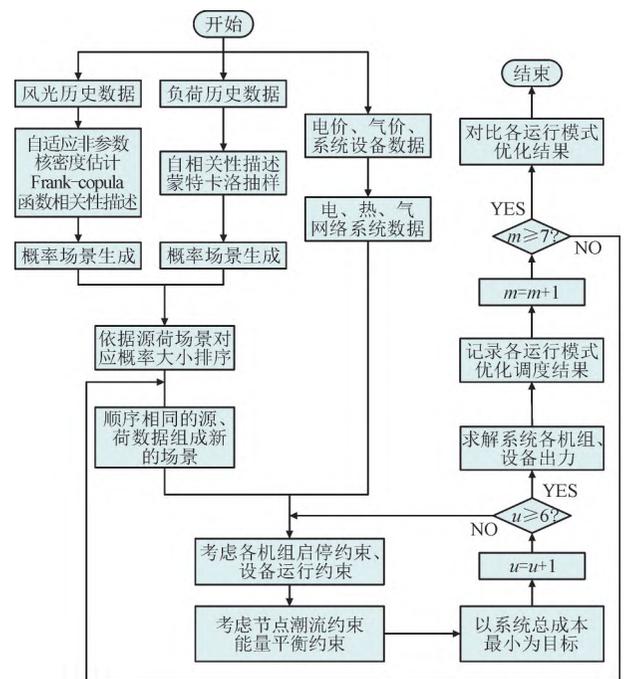


图 1 CCS-P2G-LCIES 优化调度模型求解流程
Fig.1 Solving procedure for CCS-P2G-LCIES optimal scheduling model

由图 1 可知, 在 CCS-P2G-LCIES 优化调度过程中, 利用源荷历史数据构建完备典型场景, 以能源价格、设备参数、节点网络数据为基础, 考虑设备

运行约束、潮流约束、能量平衡约束,求解出系统总成本最小时的设备出力及网络潮流。每种源荷数据(风、光、电、热、气、冷)通过场景生成的方式分别产生5个典型场景及其对应的概率,按照每种源荷典型场景的概率对5种场景进行排序并编号,并将各类源荷场景编号相同的场景划归为1组。当各运行模式 m 下的所有典型完备场景均求解出最优值后,求解流程结束。

为全面客观的分析 CCS-P2G-LCIES,依据求解结果采用综合能效、设备利用率、清洁能源利用率3个指标对系统进行评价,相关模型详见文献[24]。在此基础上,本文采用网络分析法-变异系数法的组合权重模型解决指标之间交叉影响导致权重计算失准的问题。

3 算例分析

3.1 算例介绍

本文采用改进的 IEEE 39 节点测试系统、20 节点天然气系统^[23]、44 节点热力系统^[25]进行仿真。综合能源系统拓扑结构如图 2 所示。

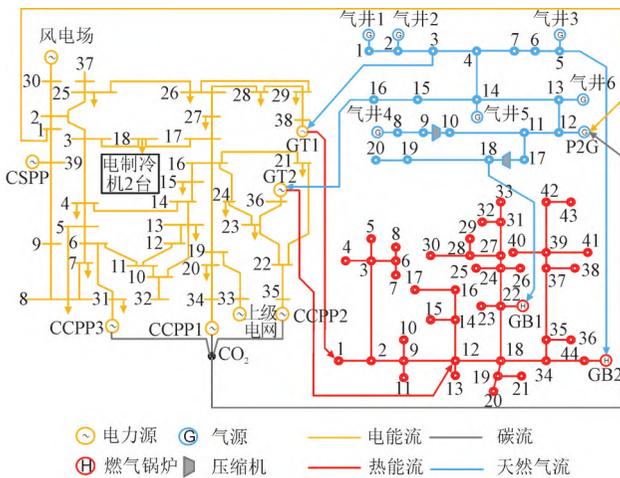


图2 综合能源系统拓扑结构

Fig.2 Integrated energy system topology

由图 2 可知,电力节点为黄色区域的数字 1-39,热网节点为红色区域的数字 1-44,气网节点为蓝色区域的数字 1-20。2 台电制冷机、1 座风电场、上级电网、1 座 CSPP 分别接在电力节点 18, 30, 33, 39 上,3 台 CCPP 机组分别接在电力节点 31, 34, 35 上,2 台 GT 分别接在电力节点 36 和 38 上,2 台 GB 分别接在热网节点 22 和 44 上,气网节点 1, 2, 5, 8, 13, 14 为天然气气井,气网节点 12 上配置的 P2G 设备同时对应电力系统节点 1。CCPP 中经 CCS 得到的部分 CO₂ 供给 P2G 设备,用于制取天然气。在仿

真过程中,系统各节点的负荷大小按照参考文献 [23],[25]中的节点负荷比例进行分配。

综合能源系统拓扑结构中 CCPP 机组相关参数如表 1 所示。

表1 CCPP 机组相关参数

Table 1 Related parameters of units in CCPP

参数	机组1	机组2	机组3
最大出力/MW	400	455	200
最小出力/MW	120	200	30
机组爬坡/MW	50	50	25
碳排放强度/[t·(MW) ⁻¹]	0.98	1.03	1.08
a_i /[元·(MW) ⁻²]	2.9×10^{-3}	1.9×10^{-3}	1.2×10^{-4}
b_i /[元·(MW) ⁻¹]	102.60	97.20	101.40
c_i /元	6×10^3	5.82×10^3	4.20×10^3

由表 1 可知,对比 CCPP 机组 1—3 的相关参数,机组 1 的碳排放强度最小,在运行构成中可优先安排其出力;机组 2 最大出力值最高,可以降低用电高峰的电费外购压力;机组 3 最小出力值最低,在用电低谷时段可以更好地响应负荷需求。由于机组煤耗成本主要受二次项系数和常数项的影响,在不考虑碳排放成本时应优先选择机组 2 和机组 3 供电。

当地的峰时电价为 1.025 元/kWh (9:00—1:00; 19:00—24:00);谷时电价为 0.25 元/kWh (1:00—8:00; 15:00—16:00);平段电价为 0.75 元/kWh (12:00—13:00; 17:00—18:00)。源荷典型场景如图 3 所示。

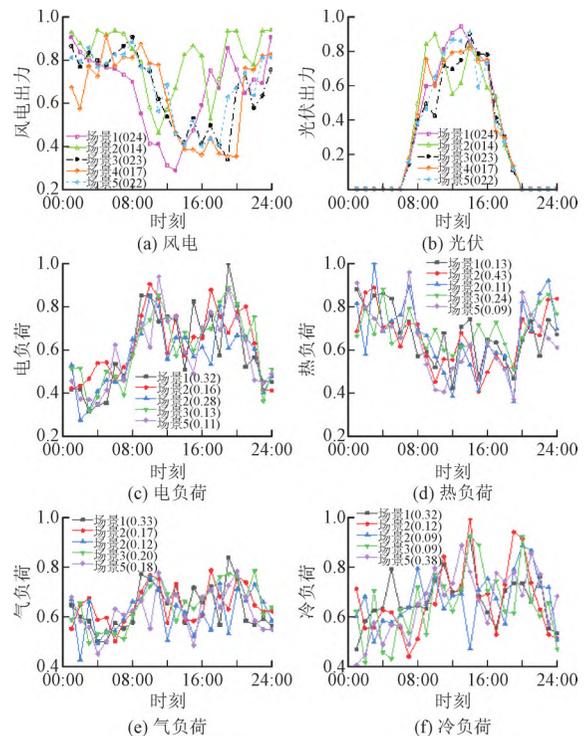


图3 源荷典型场景

Fig.3 Typical source-load scenarios

图3中,图例括号中的数字为源荷各典型场景的对应概率,纵坐标单位均为归一化量值。

图3(a)中的风电出力集中在1:00—7:00和21:00—24:00,与图3(c)中电负荷趋势相反,表现出了风电的反调峰特性。图3(b)中光伏出力主要集中在12:00—16:00,与实际光伏出力时段吻合。图3(d)中热负荷与图3(f)中冷负荷在趋势上呈负相关性,较好的展现出了热、冷负荷的需求特点。由于系统中的天然气主要用于供暖和供电,图3(e)中1:00—4:00和用电高峰时段天然气需求量较大。综上,典型场景能较好展现源荷特征,与实际情况较为符合,表明典型场景选取具有合理性。

3.2 优化调度结果及指标分析

算例以新疆某区域的典型风光和负荷为基础,不同场景经济性最优为目标进行优化。为验证所提 CCS-P2G-LCIES 的有效性,本文划分了6种运行模式:(1)风电机组、火电机组联合为 CCS 装置供能;(2)风电机组、CSPP、火电机组联合为 CCS 装置供能^[5];(3)风电机组为 P2G 设备供能,火电机组为 CCS 装置供能^[9];(4)风电机组、CSPP 为 P2G 设备供能,火电机组为 CCS 装置供能;(5)风电机组分别为 P2G 设备、CCS 装置供能;(6)风电机组、CSPP 同时为 P2G 设备、CCS 装置供能,即本文所提 CCS-P2G-LCIES 所对应的考虑源荷相关性的运行模式。

3.2.1 优化调度结果分析

在不考虑用户侧需求响应的前提下,对比分析不同场景下的调度结果,从经济性、低碳性等角度验证本文所提 CCS-P2G-LCIES 的优势,6种运行模式下优化调度结果如表2所示。

表2 6种运行模式下优化调度结果
Table 2 Optimization scheduling results of six operating modes

参数	1	2	3	4	5	6
总成本	1.22×10 ⁸	0.77×10 ⁸	0.74×10 ⁸	0.72×10 ⁸	0.58×10 ⁸	0.55×10 ⁸
碳交易成本	0.71×10 ⁷	0.05×10 ⁷	0.29×10 ⁷	0.05×10 ⁷	-146.59	-159.43
购电成本	4.00×10 ⁷	0.27×10 ⁷	0.27×10 ⁷	0.22×10 ⁷	0.07×10 ⁷	0
购气成本	4.45×10 ⁹	4.34×10 ⁹	3.89×10 ⁹	3.80×10 ⁹	4.23×10 ⁹	4.00×10 ⁹
CCPP燃料成本	2.78×10 ⁶	3.50×10 ⁶	3.73×10 ⁶	3.68×10 ⁶	1.36×10 ⁶	1.36×10 ⁶
P2G成本	0	0	1.90×10 ⁶	2.50×10 ⁶	0.02×10 ⁶	1.16×10 ⁶
CSPP运行成本	2.28×10 ⁶	2.28×10 ⁶	2.33×10 ⁶	2.33×10 ⁶	1.77×10 ⁶	1.95×10 ⁶
CS成本	6.41×10 ⁶	5.46×10 ⁶	4.49×10 ⁶	5.19×10 ⁶	6.67×10 ⁶	6.81×10 ⁶

由表2知,运行模式2中的CSPP为CCPP的CCS设备供能,减弱了CCPP的电碳耦合强度,在降碳的同时保证了CCPP的供电能力,从而减少了系统的购电量,与运行模式1相比,系统总成本下降37.1%,碳交易成本减少92.7%,验证了可再生能源在碳减排过程中的积极意义;运行模式3在CCPP增设P2G单元并利用风电制取甲烷,有效缓解了运行模式1购气、CS、运输等成本高的问题;运行模式4中CSPP参与P2G的供能,P2G的运行可行域被拓宽,较运行模式3可进一步降低系统碳排放;与运行模式1,2相比,运行模式5,6中CCPP不承担为CCS设备供能的作用,CCS功率完全由风电、CSPP提供,有效降低了CCPP机组的燃料成本。综合对比6种运行模式可知,提高系统可再生能源占比、引入P2G单元、利用可再生能源代替CCPP机组进行CCS是实现系统的经济、低碳运行的重要举措。

3.2.2 综合评估指标分析

通过计算可得6种运行模式的综合评估指标如表3所示。

表3 综合评估指标
Table 3 Comprehensive evaluation indexes for six operating modes

运行模式	设备利用率/%	清洁能源利用率/%	综合能效/%	综合得分
1	75.35	99.26	67	14.91
2	74.71	99.37	86	16.97
3	74.88	99.41	85	16.82
4	74.88	99.75	87	17.03
5	74.80	89.81	89	16.69
6	75.29	96.36	93	17.59

由表3可知,运行模式1中的CCPP存在强电碳耦合且不考虑用户需求响应的作用,降低了系统的综合能效;与运行模式1相比,运行模式6在综合能效方面的优势相对突出;由于没有考虑CSPP的弃光惩罚,运行模式5,6的光热出力相对较少,进而降低了系统的清洁能源利用率。综上,运行模式6拥有更好的发展前景。

3.3 风光及负荷相关性分析

为验证考虑风光和负荷相关性场景生成的合理性,在运行模式6的基础上根据是否考虑考虑风光和负荷相关性再划分出3组对照运行模式:运行模式7,仅考虑风光相关性;运行模式8,仅考虑负荷相关性;运行模式9,不考虑源、荷相关性。为探究源荷相关性对系统运行的影响,分别从经济性及清洁能源利用率的角度进行分析。4种运行模式下,源荷相关性与系统经济性指标如

表 4 所示。

表 4 源荷相关性与系统经济性指标

Table 4 Indicators for source-load correlation and system economy

运行模式	总成本/元	碳交易成本/元	弃风量/MW	综合能效	清洁能源利用率/%
6	5.54×10^7	-1.49×10^7	0	0.93	96.36
7	5.69×10^7	-1.41×10^7	13.52	0.91	95.83
8	5.74×10^7	-1.36×10^7	60.64	0.87	93.14
9	6.09×10^7	-1.26×10^7	380.39	0.83	76.58

由表 4 可知,运行模式 7 在运行模式 9 的基础上考虑了风光相关性,提高了清洁能源利用率,明显降低了弃风量。对比运行模式 7,8,9 可知,单独考虑源荷任意 1 侧的相关性均可提升系统经济性,但考虑源侧相关性更有益于降低系统碳排放量,提高系统经济性。综上,考虑系统源、荷之间的相关性关系有助于提高系统对可再生能源的消纳能力,降低系统运行成本。

3.4 可再生能源渗透率对系统的影响

可再生能源渗透率是可再生能源装机容量与系统最大负荷的比值^[26]。为探究可再生能源渗透率对系统运行的影响,本文在可再生能源渗透率为 10%~80% 的区间内以 5% 的渗透率为步长对 6 种运行模式下的系统进行分析。可再生能源渗透率与系统总成本关系如图 4 所示。

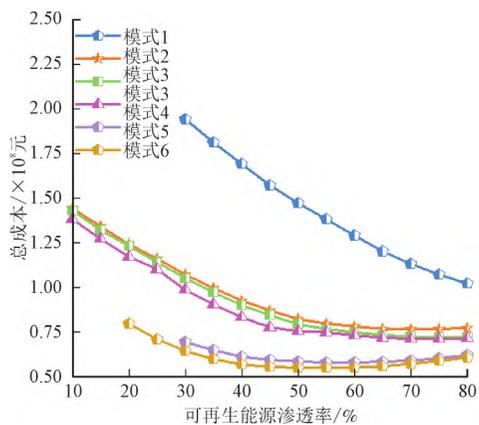


图 4 可再生能源渗透率与系统总成本关系

Fig.4 Relationship between renewable energy penetration and total system cost

由图 4 可知,与运行模式 2—4 不同,运行模式 1,5,6 对可再生能源渗透率区间有限制,其可行区间分别为是[30%, 80%]和[20%, 80%]。随着可再生能源渗透率的增加运行模式 1—4 下系统 CCPP 机组燃料成本、碳交易成本等成本快速减少。当渗透率超过 50% 时系统总成本缓步下降;当可再生能源渗透率小于 60% 时,运行模式 5,6 的总成本受系统购能成本影响,下降趋势缓慢。

3.5 烟气分流比下限对系统影响

为验证不同烟气分流比下限对系统运行的影响,在 0~0.65 的烟气分流比下限区间内以 0.05 为步长对 6 种运行模式的运行状况进行分析。烟气分流比下限与供碳量关系如图 5 所示。

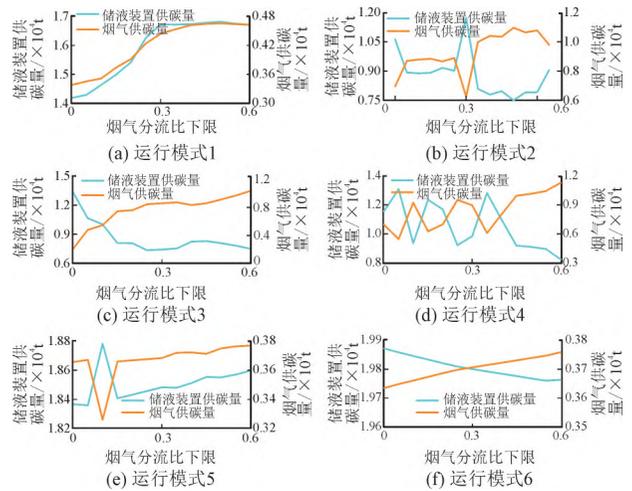


图 5 烟气分流比下限与供碳量关系

Fig.5 Relationship between lower limit of flue gas split ratio and carbon supply

由图 5 可知,随着烟气分流比下限的提高,运行模式 1 下储液装置和烟气供给的二氧化碳量同时增长,储液装置起主导作用;运行模式 2—4 下来自烟气的二氧化碳量逐步增加,并占据主导;运行模式 5,6 下二氧化碳主要源自储液装置。综上,运行模式 5,6 有效地实现了 CCS 与烟气的解耦,体现了 CCS 的灵活性。

3.6 用户侧需求响应对系统经济性影响

用户侧需求响应与系统经济性关系如图 6 所示。

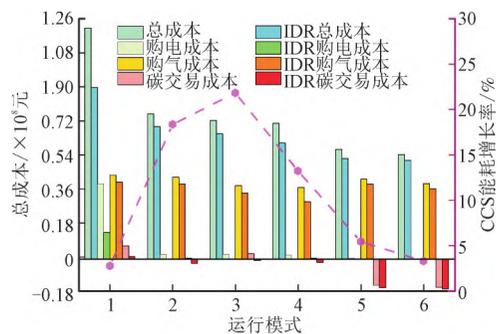


图 6 用户侧需求响应对系统经济性关系

Fig.6 Relationship between user side demand response and system economy

由图 6 可知,在需求响应的作用下用户侧通过负荷转移、负荷代替、负荷削减等方式主动参与负荷调节,在实现负荷削峰填谷的同时提高了可再生能源利用率。需求响应过程中 CCS 的出力空间增加,购能需求下降,提高了系统的运行经济性和低

碳性,验证了需求响应在 CCS-P2G-LCIES 中的积极作用。

4 结论

针对传统碳捕集电厂存在的强电碳耦合问题,建立 CCS-P2G-LCIES。通过对比 6 种运行模式下系统的运行状况,验证了本文所提模型的有效性。主要结论如下:

1) 可再生能源取代 CCPP 机组供给 CCS,有助于实现 CCS 与 CCPP 产能之间解耦,拓宽系统对烟气分流比下限的适应范围,提升系统经济性。

2) 利用可再生能源进行 CCS 对系统可再生能源渗透率的要求较高,但当渗透率超过 60%后会影响到系统经济性。

参考文献

- 程浩忠,胡泉,王莉,等.区域综合能源系统规划研究综述[J].电力系统自动化,2019,43(7):2-13.
CHENG Haozhong, HU Xiao, WANG Li, et al. Review on research of region integrated energy system planning[J]. Power System Technology, 2019, 43(7):2-13.
- 康重庆,杜尔顺,李姚旺,等.新型电力系统的“碳视角”:科学问题与研究框架[J].电网技术,2022,46(3):821-833.
KANG Chongqing, DU Ershun, LI Yaowang, et al. Key scientific problems and research framework for carbon perspective research of new power systems[J]. Power System Technology, 2022, 46(3):821-833.
- 卢志刚,隋玉珊,冯涛,等.考虑储热装置与碳捕集设备的风电消纳低碳经济调度[J].电工技术学报,2016,31(17):41-51.
LU Zhigang, SUI Yushan, FENG Tao, et al. Wind power accommodation low-carbon economic dispatch considering heat accumulator and carbon capture devices[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(17):41-51.
- 康重庆,陈启鑫,夏清.应用于电力系统的碳捕集技术及其带来的变革[J].电力系统自动化,2010,34(1):1-7.
KANG Chongqing, CHEN Qixin, XIA Qing. Innovation incurred by carbon capture technologies utilized in power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(1):1-7.
- 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.
- 陈启鑫,季震,康重庆,等.碳捕集电厂不同运行方式的电碳特性分析[J].电力系统自动化,2012,36(18):109-115.
CHEN Qixin, JI Zhen, KANG Chongqing, et al. Analysis on relation between power generation and carbon emission of carbon capture power plant in different operation modes[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(18):109-115.
- 周任军,孙洪,唐夏菲,等.双碳量约束下风电-碳捕集虚拟电厂低碳经济调度[J].中国电机工程学报,2018,38(6):1675-1683,1904.
ZHOU Renjun, SUN Hong, TANG Xiafei, et al. Low-carbon economic dispatch based on virtual power plant made up of carbon capture unit and wind power under double carbon constraint[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(6):1675-1683,1904.
- 仲悟之,黄思宇,崔杨,等.考虑源荷不确定性的风电-光热-碳捕集虚拟电厂协调优化调度[J].电网技术,2020,44(9):3424-3432.
ZHONG Wuzhi, HUANG Siyu, CUI Yang, et al. W-S-C capture coordination in virtual power plant considering source-load uncertainty[J]. Power System Technology, 2020, 44(9):3424-3432.
- 赵冬梅,王浩翔,陶然.计及风电-负荷不确定性的风-火-核-碳捕集多源协调优化调度[J].电工技术学报,2022,37(3):707-718.
ZHAO Dongmei, WANG Haoxiang, TAO Ran. A multi-source coordinated optimal scheduling model considering wind-load uncertainty[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(3):707-718.
- JI Z, KANG C Q, CHEN Q X, et al. Low-carbon power system dispatch incorporating carbon capture power plants[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(4):4615-4623.
- 周任军,肖钧文,唐夏菲,等.电转气消纳新能源与碳捕集电厂碳利用的协调优化[J].电力自动化设备,2018,38(7):61-67.
ZHOU Renjun, XIAO Junwen, TANG Xiafei, et al. Coordinated optimization of carbon utilization between power-to-gas renewable energy accommodation and carbon capture power plant[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(7):61-67.
- 田丰,贾燕冰,任海泉,等.考虑碳捕集系统的综合能源系统“源-荷”低碳经济调度[J].电网技术,2020,44(9):3346-3355.
TIAN Feng, JIA Yanbing, REN Haiquan, et al. “Source-load” low-carbon economic dispatch of integrated energy system considering carbon capture system[J]. Power System Technology, 2020, 44(9):3346-3355.
- 黄景光,陈波,林湘宁,等.基于乌鸦搜索算法的孤岛微网多目标优化调度[J].高压电器,2020,56(1):162-168.
HUANG Jingguang, CHEN Bo, LIN Xiangning, et al. Multi-objective optimal operation of islanded microgrid based on crow search algorithm[J]. High Voltage Apparatus, 2020, 56(1):162-168.
- 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.
- 杜尔顺,张宁,康重庆,等.太阳能光热发电并网运行及优化规划研究综述与展望[J].中国电机工程学报,2016,36(21):5765-5775.
DU Ershun, ZHANG Ning, KANG Chongqing, et al. Reviews and prospects of the operation and planning optimization for grid integrated concentrating solar power[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(21):5765-5775.
- 要金铭,赵书强,韦子瑜,等.基于场景分析的电力系统日前调度及其快速求解方法[J].电力自动化设备,2022,42(9):102-

110.
YAO Jinming, ZHAO Shuqiang, WEI Ziyu, et al. Day-ahead dispatch and its fast solution method of power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(9):102-110.

[17] 杨若浦,刘佳,曾平良,等.考虑多元异质源荷相关性的区域综合能源系统规划[J].电力系统自动化,2022,46(16):31-39.
YANG Ruopu, LIU Jia, ZENG Liangping, et al. Planning of regional integrated energy system considering correlation of multiple heterogeneous sources and loads[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(16):31-39.

[18] ZHANG G, LI Z X, ZHANG K S, et al. Multi-objective interval prediction of wind power based on conditional copula function[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2019, 7(4): 802-812.

[19] 高赐威,王崴,陈涛.基于可逆固体氧化物电池的电氢一体化能源站容量规划[J].中国电机工程学报,2022,42(17):6155-6170.
GAO Ciwei, WANG Wei, CHEN Tao. Capacity planning of electric-hydrogen integrated energy station based on reversible solid oxide battery[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(17): 6155-6170.

[20] 郭志红,张占营,余洋洋,等.基于多重不确定性的多目标电力-天然气协同扩容规划方法[J].智慧电力,2021,49(8):31-38,83.
GUO Zhihong, ZHANG Zhanying, YU Yangyang, et al. Multi-objective power-natural gas co-expansion planning based on multiple uncertainties [J]. Smart Power, 2021, 49(8):31-38,83.

[21] 陈锦鹏,胡志坚,陈颖光,等.考虑阶梯式碳交易机制与电制氢的综合能源系统热电优化[J].电力自动化设备,2021,41(9): 48-55.
CHEN Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Yingguang, et al. Thermoelectric optimization of integrated energy system considering ladder-type carbon trading mechanism and electric hydrogen production[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9):48-55.

[22] 刘鑫蕊,李垚,孙秋野,等.基于多时间尺度的电-气-热耦合网

络动态状态估计[J].电网技术,2021,45(2):479-490.
LIU Xinrui, LI Yao, SUN Qiuye, et al. Interaction and joint state estimation of electric-gas-thermal coupling network[J]. Power System Technology, 2021, 45(2):479-490.

[23] 刘天琪,张琪,何川.考虑气电联合需求响应的气电综合能源配网系统协调优化运行[J].中国电机工程学报,2021,41(5): 1664-1677.
LIU Tianqi, ZHANG Qi, HE Chuan. Coordinated optimal operation of electricity and natural gas distribution system considering integrated electricity-gas demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(5):1664-1677.

[24] 陈柏森,廖清芬,刘涤尘,等.区域综合能源系统的综合评估指标与方法[J].电力系统自动化,2018,42(4):174-182.
CHEN Baisen, LIAO Qingfen, LIU Dichen, et al. Comprehensive evaluation indices and methods for regional integrated energy system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 174-182.

[25] 王明军,穆云飞,孟宪君,等.考虑热能输运动态特性的电-热综合能源系统优化调度方法[J].电网技术,2020,44(1):132-142.
WANG Mingjun, MU Yunfei, MENG Xianjun, et al. Optimal scheduling method for integrated electro-thermal energy system considering heat transmission dynamic characteristics[J]. Power System Technology, 2020, 44(1):132-142.

[26] 舒印彪,张智刚,郭剑波,等.新能源消纳关键因素分析及解决措施研究[J].中国电机工程学报,2017,37(1):1-9.
SHU Yinbiao, ZHANG Zhigang, GUO Jianbo, et al. Study on key factors and solution of renewable energy accommodation[J]. Proceedings of the CSEE, 2017,37(1):1-9.

(责任编辑 李萌)

收稿日期:2022-05-09; 修改日期:2022-12-15

作者简介:杨建宾(1998),男,陕西汉中,人,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统优化调度。

(上接第40页)

[18] 姚磊,张强,武家辉,等.计及源荷双侧不确定性的MES最优概率潮流研究[J].电力电容器与无功补偿,2022,43(3):57-66.
YAO Lei, ZHANG Qiang, WU Jiahui, et al. Study on MES optimal probability power flow considering source and load uncertainties[J]. Power Capacitor & Reactive Power Compensation, 2022, 43(3): 57-66.

[19] 蔡晖,陈倩,刘宇,等.苏州同里新能源小镇的交/直流混合配电网潮流计算方法研究[J].电力电容器与无功补偿,2020,41(2):110-115.
CAI Hui, CHEN Qian, LIU Yu, et al. Study on power flow calculation method for AC/DC hybrid distribution network of Tongli new-energy town in Suzhou [J]. Power Capacitor & Reactive Power Compensation, 2020, 41(2): 110-115.

[20] 董彦君,张惠智,马富齐,等.区域综合能源系统潮流计算[J].高压电器,2018,54(6):197-204,211.
DONG Yanjun, ZHANG Huizhi, MA Fuqi, et al. Power flow calculation of community integrated energy system[J]. High Voltage

Apparatus, 2018, 54(6): 197-204,211.

[21] 李红伟,潘力,朱海荣.计及综合负荷模型的配电网线性潮流计算方法[J].智慧电力,2019,47(3):84-89.
LI Hongwei, PAN Li, ZHU Hairong. Power flow calculation linearity method for distribution network considering composite load model[J]. Smart Power, 2019, 47(3): 84-89.

[22] 徐一帆,董树锋,毛航银,等.基于无迹变换法的配电网电压稳定指标概率分析及应用[J].中国电机工程学报,2020,40(S1):47-55.
XU Yifan, DONG Shufeng, MAO Hangyin, et al. Probability analysis and application of distribution network voltage stability index based on traceless transformation method[J]. Proceedings of the CSEE, 2020,40(S1): 47-55.

(责任编辑 钱文姝)

收稿日期:2022-08-14; 修改日期:2022-11-03

作者简介:梁琛(1985),男,甘肃庆阳人,高级工程师,主要研究方向为智能电网、新能源和微电网技术。