

考虑电-碳-绿证市场耦合的微能源网 多时间尺度调度优化

李帆琪^{1,2}, 谭忠富¹, 王尧³, 汪悦萍¹,
范奕君¹, 周晓彤¹, 鲁肖龙⁴

(1. 华北电力大学 经济与管理学院, 北京 102206; 2. 内蒙古电力(集团)有限责任公司呼和浩特供电分公司, 呼和浩特 010050; 3. 国网山西省电力公司 经济技术研究院, 太原 030000; 4. 北京理工大学 经济学院, 北京 100081)

摘要: 考虑氢能、碳捕集等技术对微能源网运行的影响, 构建氢、热、电、气多能转换微能源网系统结构; 分析国家核证自愿减排量(CCER)交易启动对微能源网交易、运行的影响, 计算电-碳-绿证市场耦合下微能源网成本收益。基于成本收益, 构建两阶段多时间尺度滚动优化模型, 日前制定小时级调度计划, 日内实时 15 min 时间尺度更新风光数据滚动优化运行, 并采取情景对照法进行算例模拟。研究结果显示: 氢能模块可以降低微能源网的购电成本和需求响应成本, 且随着氢模块的效率提高, 可有效降低微能源网总运行成本; 碳配额价格水平高于绿证价格水平时, 微能源网倾向于选择核发 CCER 抵消超额碳排放或出售 CCER 获得收益; 滚动优化可以有效矫正各单元的出力, 进而提高微能源网运行的经济性。

关键词: 电-碳-绿证市场耦合; 微能源网; 多时间尺度; CCER 交易; 滚动优化

中图分类号: TM 9 文献标志码: A

Multi-time scale scheduling optimization of micro-energy grid considering the coupling of electricity-carbon-green certificate market

LI Fanqi^{1,2}, TAN Zhongfu¹, WANG Yao³, WANG Yueping¹, FAN Yijun¹, ZHOU Xiaotong¹, LU Xiaolong⁴

(1. School of Economic and Management, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2. Inner Mongolia Power (Group) Co., Ltd., Hohhot Power Supply Branch, Hohhot 010050, China;

3. Economics and Technology Institute, State Grid Shanxi Electric Power Company, Taiyuan 030000, China;

4. School of Economics, Beijing Institute of Technology, Beijing 100081, China)

收稿日期: 2025-02-18

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(72174062); 国家电网山西省电力公司科技项目(520533240005)

第一作者: 李帆琪(1999—), 女, 硕士研究生。研究方向: 能源经济、电力规划。E-mail: ncepu_lfq@163.com

通信作者: 谭忠富(1964—), 男, 教授。研究方向: 能源经济、电力规划。E-mail: tanzhongfubeijing@126.com

引文格式: 李帆琪, 谭忠富, 王尧, 等. 考虑电-碳-绿证市场耦合的微能源网多时间尺度调度优化[J]. 上海理工大学学报, 2026, 48(2): 209-224.

Citation: LI Fanqi, TAN Zhongfu, WANG Yao, et al. Multi-time scale scheduling optimization of micro-energy grid considering the coupling of electricity-carbon-green certificate market[J]. Journal of University of Shanghai for Science and Technology, 2026, 48(2): 209-224.

Abstract: The impacts of technologies such as hydrogen energy and carbon capture on the operation of micro-energy grids were considered, and the system structure of micro-energy grids with multi-energy conversion of hydrogen, heat, electricity and gas was constructed. The influence of the launch of China certified emission reduction (CCER) trading on the transaction and operation of micro-energy grids was analyzed, and the cost and benefit of micro-energy grids under the coupling of the electricity-carbon-green certificate market were calculated. On this basis, a two-stage multi-timescale rolling optimization model was constructed. The day-ahead hourly scheduling scheme was formulated, and intra-day rolling optimization was realized with real-time scenic energy data updated at a 15 min timescale. Scenario-based control method was adopted for numerical simulation. The results indicate that the hydrogen energy module can reduce the power purchase cost and demand response cost of micro-energy grids. With the improvement in the energy conversion efficiency of the hydrogen module, the overall operational cost of micro-energy grids can be effectively cut down. When the carbon allowance price is higher than the green certificate price, micro-energy grids tend to apply for CCER certification and issuance to offset excessive carbon emissions, or sell surplus CCER quotas for additional revenue. Furthermore, rolling optimization can efficiently revise the output of each energy unit, thereby improving the economic performance of micro-energy grid operation.

Keywords: coupling of electricity-carbon-green certificate market; micro-energy grid; multi-time scale; CCER trading; rolling optimization

面对全球能源危机和环境污染的双重挑战,微能源网作为一种集成多种形式能源的小型综合能源供应系统,具备能源互联、转化、耦合和存储等功能^[1-3],对于提高能源使用效率、降低能源成本、推动能源消费清洁化^[4]具有重要作用。

微能源网一般通过上层电网、新能源发电、燃气轮机等来满足电力需求^[5],电力制冷和热冷转换设备满足冷能需求^[6],燃气轮机和锅炉满足热能需求^[7],农村地区还考虑生物质能与电能的转化^[8]。同时,各类新型储能与负荷需求响应协助实现电力供需匹配优化^[9-10]。当前学术界探索了多种微网系统的优化运行策略,例如:将共享储能纳入多园区微网,构建基于源荷不确定性的两阶段鲁棒合作博弈模型^[11];或是在冷热电联产系统中耦合风光发电与燃气轮机,提出基于综合需求响应的源荷协调微网^[12]。随着氢能技术的兴起,部分研究开始关注氢能在微能源网中的应用,既考虑氢能制、储、用各环节的耦合关系及氢气市场交易,也基于绿电—电解—掺氢转换过程优化调度^[13],并针对风光不确定性构建风—光—氢演化博弈模型,以优化含氢微能源网的竞价行为^[14]。氢能因其高能量密度和绿色无污染的特性成为能源领域的重要发展方向^[15-17]。

随着各类市场交易机制的发展完善,微能源网运行调度的经济性受到电力市场、绿证市场、碳市场等市场交易情况的影响^[18]。电力市场增加了微能源网盈利的途径,绿证市场增加了微能源网中新能源发电收益^[19],碳市场中固定碳排放配额对微能源网中火电机组运行经济性产生影响^[20]。基于碳市场发展,有研究引入阶梯碳交易机制,综合考虑微电网群的系统运行经济性和碳排放环境效益^[21]。基于绿证市场发展,将可实现绿电溯源的区块链技术与绿证交易相关联,提出含绿色证书跨链交易的综合能源系统优化模型^[22]。对于电—碳市场之间的耦合关系,有学者指出当前我国电碳交易的耦合主要体现在市场运行结果层面,例如市场价格之间的关联性^[23-25]。对于绿证交易与碳排放交易的衔接关系,有研究提出绿证—碳排等价交互机制,即在参与绿证交易的基础上,新能源供能所实现的碳减排量可在碳排放权考核中进行部分抵消,从而对碳排放市场交易产生影响^[26-27]。基于此,还有一些研究提出直接核减绿电对应的碳排放量与修订整体发电结构碳排放因子^[28]两种碳核算方法。也有研究认为,绿证不计入电力间接排放是更为直接且可行的方案^[29],并进一步提出绿证在用于抵消电力间接排放时应设置时间限

制与比例约束^[30]。在多市场耦合的背景下, 综合能源系统参与电-碳-绿证市场交易的优化决策成为热点研究方向^[31-32]。2024 年, 国家核证自愿减排量(CCER)交易重新启动。CCER 通过对可再生能源发电等项目的减排效果进行量化、核证并登记, 允许高耗能企业等碳排放责任主体购买 CCER 用于在碳排放清缴环节中抵消自身排放量。在微能源网场景下, 新能源核发的 CCER 既可进入市场交易出售, 也可用于抵消内部煤电机组的超额碳排放, 从而直接影响微能源网参与各类交易的成本与收益。

综上所述, 尽管微能源网的调度运行以及与碳市场、绿证市场的耦合等方面已有初步研究, 但在考虑微能源网中氢能模块的作用以及电-碳-绿证市场耦合下微能源网的运行方面, 存在进一步深度研究的空间。本文首先考虑氢模块在微能源网中的应用, 针对微能源网运行的供需偏差问题, 构建含氢-热-电-气的多能互补微能源网结构。其次, 分析 CCER 交易启动后新的耦合市场机制下微能源网的交易决策。最后, 构建小时-分钟的多时间尺度两阶段调度优化模型, 分析微能源网的运行经济性。

1 含氢-热-电-气的微能源网运行模型

1.1 微能源网结构分析

微能源网内部, 热电联产机组与分布式电站为用户供给电力负荷和热力负荷, 并与电网和天

然气网交互。分布式机组主要包括风电和光伏, 考虑到风电和光伏发电的波动性和随机性, 同时配置储能电站进行调节。为优化用户的用电行为, 通过给予用户一定的补偿来组织不同类型的用户参与需求响应。当前微能源网运行存在 3 个问题: 问题 1, 新能源分布式电站的发电曲线、用户的电-热需求曲线及主网的分时电价之间存在着一定的时序差异, 影响用电经济性; 问题 2, 用户对电能和热能的需求存在着较大的时序差异, 将对电-热协同供给造成困难; 问题 3, 高比例的可再生能源发电会产生较大的随机波动, 将对实时电功率平衡产生影响。针对这些问题, 考虑氢-热-电混合能量转换与储存系统, 具体包括氢能利用模块、电锅炉和储能电站, 氢能利用模块包括电解装置、储氢罐和氢燃料电池。微能源网运行能量流动如图 1 所示。

针对问题 1 提出氢模块, 在分布式电站出力盈余或主网电价较低时, 利用电解装置将富余或相对廉价的电能转换为氢能, 并将其存储在储氢罐中; 而在能源供给存在缺口或主网电价较高时, 再利用氢燃料电池将储氢罐中的氢能转换为电能和热能, 从而以氢能为媒介大规模地实现电能时移。针对问题 2 提出电转热模块, 在电能供应相对充裕时, 利用电锅炉将电能转换为热能, 并将其存储在电锅炉中; 在热能供应较为紧张时, 再释放电锅炉中的热能, 从而实现电能和热能的协同互补。针对问题 3 优化储能电站运行, 利用瞬时充放电特性, 平抑分布式电站出力的波动, 维持实时电力平衡。电解装置和氢燃料电池

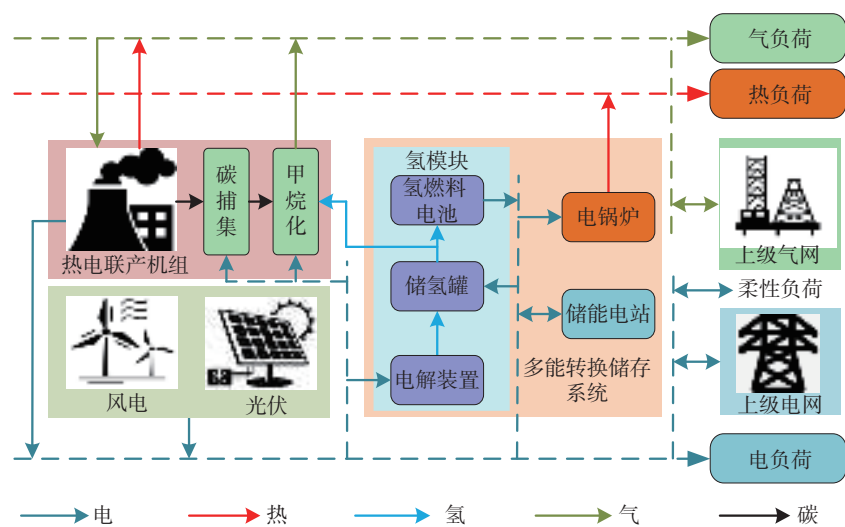


图 1 微能源网热-电-氢-气-碳流动图

Fig.1 Flow diagram of micro-energy grids incorporating heat, electricity, hydrogen, gas and carbon

也能响应可再生能源出力的变化,但功率的变化将对其运行效率造成较大的影响,故不考虑利用其来应对分布式电站的高频波动。另外,为增强低碳属性,考虑碳捕集装置和甲烷化反应器,利用产生的氢能将热电联产机组产生的部分CO₂转化为天然气。

1.2 微能源网单元建模

模型涉及的变量较多,因此,通过上下角标对各物理量进行区分,角标释义如表1所示。

表1 角标含义
Tab.1 Meaning of subscripts

角标	含义	角标	含义
WT	风电机组	MR	甲烷化反应器
PV	光伏机组	CC	碳捕集
CH	热电联产机组	H	氢利用模块
EL	制氢电解装置	GCT	绿证交易
EB	电锅炉	CET	碳交易
ES	储能电站	DRE	分布式能源
HES	储氢罐	PM	电力市场
HFC	氢燃料电池	MEG	微能源网
C	CO ₂	h	热能
e	电能	ch	充电
H	氢能	dis	放电
g	天然气		

1.2.1 发电-制热单元

发电-制热单元主要包括分布式电源和热电联产机组,其建模具体如下。

a. 分布式电源

分布式风电和分布式光伏的出力受风速、光照等自然因素的影响较大,通常在日前对分布式电源的可用出力进行预测,假定 $P_{e,t}^{WT,f}$ 和 $P_{e,t}^{PV,f}$ 为风电和光伏在时段 t 的预测出力, $P_{e,t}^{WT,s}$ 和 $P_{e,t}^{PV,s}$ 则为风电和光伏在时段 t 的计划出力。

b. 热电联产机组

热电联产机组采用热电联供的运行方式,能够稳定地供应电能和热能,运行模型为

$$P_{e,t}^{CH} = \eta_g^e V_{g,t}^{CH} H_g \tag{1}$$

$$P_{h,t}^{CH} = \eta_{eh} P_{e,t}^{CH} \tag{2}$$

$$Q_{C,t}^{CH} = e^{CH} P_{e,t}^{CH} \tag{3}$$

式中: $P_{e,t}^{CH}$ 和 $P_{h,t}^{CH}$ 分别为热电联产机组在时段 t 的发电功率和制热功率; $V_{g,t}^{CH}$ 为热电联产机组在时段 t 消耗的天然气体积; η_g^e 为天然气的能量利用效率; η_{eh} 为热电比; e^{CH} 为碳排放强度; $Q_{C,t}^{CH}$ 为热电联产机组时段 t 的碳排放量; H_g 为天然气热值。

1.2.2 氢-热-电转换与储存单元

a. 氢模块

氢模块通过电解装置和储氢罐生产并存储氢能,然后再利用氢燃料电池将氢能转化为电能和热能,或者通过甲烷化反应器使H₂和CO₂发生反应并生成天然气,具体建模如下所示:

$$P_{H,t}^{EL} = \alpha^{EL} P_{e,t}^{EL} \tag{4}$$

$$E_t^{HES} = E_{t-1}^{HES} + P_{H,t}^{EL} \Delta t - P_{H,t}^{HES} \Delta t \tag{5}$$

$$P_{H,t}^{HES} = P_{H,t}^{HFC} + P_{H,t}^{MR} \tag{6}$$

$$P_{e,t}^{HFC} = \alpha_e^{HFC} P_{H,t}^{HFC} \tag{7}$$

式中: $P_{e,t}^{EL}$ 和 $P_{H,t}^{EL}$ 为电解装置在时段 t 消耗的电功率和产生氢能的功率; α^{EL} 为电解水制氢的能量利用效率; E_t^{HES} 和 $P_{H,t}^{HES}$ 为氢能利用模块在时段 t 存储的氢能与释放氢能的功率; $P_{H,t}^{HFC}$ 和 $P_{H,t}^{MR}$ 分别为氢燃料电池和甲烷化反应器在时段 t 的耗氢功率; $P_{e,t}^{HFC}$ 为氢燃料电池在时段 t 的发电功率; α_e^{HFC} 为氢燃料电池的发电效率。在不同负载率下,电解装置和氢燃料电池的运行效率存在差异,假定其运行效率为固定值。

b. 电锅炉模块

电锅炉利用可再生能源电力为用户供应热能,运行模型为

$$P_{h,t}^{EB} = \alpha^{EB} P_{e,t}^{EB} \tag{8}$$

式中: $P_{h,t}^{EB}$ 和 $P_{e,t}^{EB}$ 为电锅炉在时段 t 的制热功率和耗电功率; α^{EB} 为电锅炉的能量转化效率。

c. 电储能模块

电储能凭借较快的响应速率平抑分布式电源发电的波动,具体建模如下所示:

$$E_t^{ES} = E_{t-1}^{ES} + \alpha_{ch}^{ES} P_{e,t}^{ES,ch} \Delta t - P_{e,t}^{ES,dis} \Delta t / \alpha_{dis}^{ES} \tag{9}$$

式中: E_t^{ES} 为时段 t 存储的电能; $P_{e,t}^{ES,ch}$ 和 $P_{e,t}^{ES,dis}$ 分别为时段 t 的充电、放电功率; α_{ch}^{ES} 、 α_{dis}^{ES} 分别为充、放电效率。

1.2.3 电-碳-气转换单元

a. 碳捕集装置

$$P_{e,t}^{CC} = \omega^{CC} Q_{C,t}^{CC} + P_{e,0}^{CC} \quad (10)$$

$$V_{C,t}^{CC} = Q_{C,t}^{CC} / \rho^C \quad (11)$$

式中: $P_{e,0}^{CC}$ 和 $P_{e,t}^{CC}$ 为碳捕集装置的固定能耗与在时段 t 的耗电功率; ω^{CC} 和 $Q_{C,t}^{CC}$ 为捕集单位 CO_2 的耗电功率和碳捕集装置在时段 t 捕获的 CO_2 量; $V_{C,t}^{CC}$ 为时段 t 捕获 CO_2 的体积; ρ^C 为标况下 CO_2 的密度。

b. 甲烷化反应器

$$P_{e,t}^{MR} = \omega^{MR} V_{g,t}^{MR} \quad (12)$$

$$V_{H,t}^{MR} = \frac{3\,600 P_{H,t}^{MR}}{H_H} \quad (13)$$

式中: $P_{e,t}^{MR}$ 为时段 t 的耗电功率; ω^{MR} 为产生单位天然气消耗的电能; $V_{g,t}^{MR}$ 和 $V_{H,t}^{MR}$ 为时段 t 生产天然气的体积和消耗 H_2 的体积, 且 $V_{g,t}^{MR} : V_{H,t}^{MR} : V_{C,t}^{CC} = 1 : 4 : 1$; 3 600 表示单位转换系数; H_H 为氢气的热值; $P_{H,t}^{MR}$ 为甲烷化反应器在时段 t 的耗氢功率。

2 电-碳-绿证市场耦合下微能源网运行分析

碳排放交易包括强制碳配额、国家核证自愿减排量 (China certified emission reduction, CCER) 两类交易品种。强制碳配额向高排放企业发放, CCER 则向减碳项目发放, 用于表征减碳项目的绿色价值, 高排放企业向减碳主体购买 CCER, 用于抵消超额碳排放。

绿色证书是国家对可再生能源发电企业所发绿色电力的认证, 用户可在交易市场购买绿证, 作为其消费绿色电力的唯一凭证。绿证交易与可再生能源配额制结合实施。当被考核对象未满足可再生能源配额要求时, 需要在绿证市场购买具有同等效力的绿证, 否则将面临高额的惩罚。

政府为新能源发电项目核发绿证, 同时, 新能源发电作为绿色减排项目有核发 CCER 的资质, 碳市场和绿证市场基于新能源发电的绿色价值形成耦合, 即微能源网中的新能源机组既可在绿证市场出售绿证获利, 也可在碳市场核定 CCER 出售碳排放额度。为避免新能源绿色价值的重复计算, 核发绿证的新能源发电量不可再用于 CCER 核定, 反之亦然。

“双碳”目标下, 微能源网将作为碳配额机

制与可再生能源配额机制的考核对象。基于内部的多种能源转换, 微能源网参与电-碳-证多市场交易时存在交易单元的耦合。图 2 为微能源网参与多市场交易的耦合关系图。

微能源网参与多市场交易中, 电力市场方面新能源发电量用于满足负荷需求, 不足时参与电力交易购电, 有剩余时参与电力市场售电。作为可再生能源消纳责任的考核主体, 微能源网中新能源机组发电首先计入可再生能源消纳, 完成考核指标, 若已有新能源发电量无法满足消纳责任指标, 还需购入绿证或绿电。满足可再生消纳责任后的剩余新能源电量可申请核发绿证或 CCER, 核发绿证可在绿证市场售出获得收益。微能源网也是碳排放考核主体, 为降低碳排放考核成本, 新能源发电核发的 CCER 用于抵消微能源网内部超额碳排放, 也可直接参与碳交易出售获得收益。在 CCER 和碳配额交易价格相同的情况下, 设定核发的 CCER 先用于抵消微能源网内部超额碳排放。进一步详细展示微能源网视角下碳-绿证交易耦合关系, 如图 3 所示。

由此, 微能源网中新能源机组满足消纳责任外的发电量时, 可选择核发绿证参与绿证市场获取收益, 也可选择核发 CCER 抵消超额碳排放, 降低成本, 或出售 CCER 参与碳市场获得收益, 两种交易均对微能源网运行的经济性产生影响, 对此进行建模分析。1 单位 CCER 表征 1 t CO_2 , 可等于 1 个碳配额。1 个绿证表征 1 MW·h 绿电。

$$Q_{\text{total}}^{\text{CCER}} = Q^{\text{rec}} D_{\text{reduce}}^{\text{CCER}} \quad (14)$$

式中: Q^{rec} 为 1 MW·h 绿电减少的碳排放量; $Q_{\text{total}}^{\text{CCER}}$ 为 CCER 抵消的超额碳排放量; $D_{\text{reduce}}^{\text{CCER}}$ 为用于抵消煤电碳排放的 CCER 数量。

根据国家公布的数据, 节约 1 kW·h 火电, 等于减少 0.997 kg CO_2 排放, 即若绿电代替火电, 1 MW·h 绿电代表减少二氧化碳排放 0.997 t。对应新能源电量申请核发 CCER, 则无法再申请绿证, 如下所示:

$$D_{\text{reduce}}^{\text{CCER}} \leq \frac{\left(E_e^{\text{DRE}} - \alpha^{\text{RPS}} E_e^{\text{total}} - \frac{N_{\text{total}}^{\text{GCT}}}{\omega^{\text{GCT}}} \right)}{\omega^{\text{CCER}}} - D_{\text{sell}}^{\text{CCER}} \quad (15)$$

式中: $N_{\text{total}}^{\text{GCT}}$ 为新能源发电量核发绿证数量; ω^{GCT} 为单位绿证代表消纳的可再生能源发电量, 即 1 MW·h/本; $D_{\text{sell}}^{\text{CCER}}$ 为出售的 CCER 数量; α^{RPS}

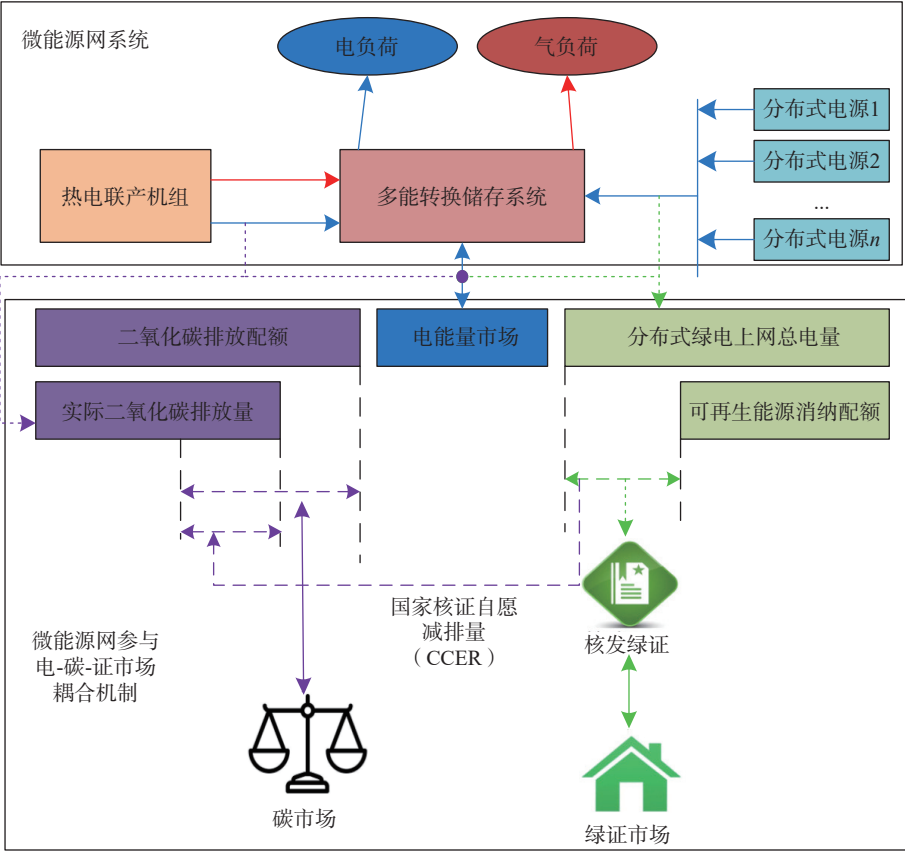


图 2 微能源网参与电-碳-证市场耦合关系分析

Fig.2 Analysis of the coupling relationship between micro-energy grids and the electricity-carbon-certificate market

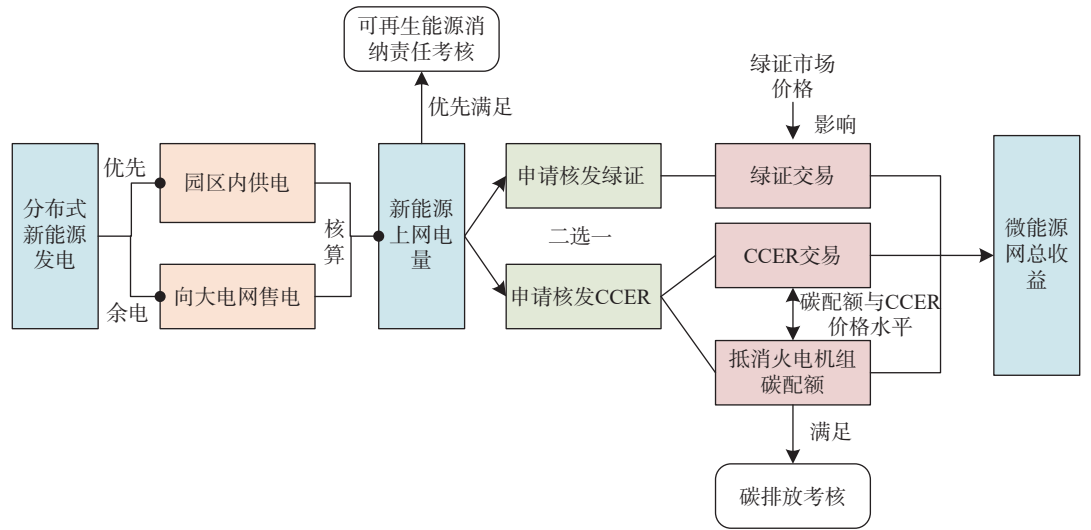


图 3 微能源网参与碳-绿证交易耦合分析

Fig.3 Analysis of micro-energy grids' participation in the coupling of carbon-green certificate trading

为微能源网可再生能源消纳责任权重系数；
 ω^{CCER} 为单位 CCER 对应的新能源发电量，单位为 $0.997 \text{ MW}\cdot\text{h/t}$ 。
当前对 CCER 项目抵消超额碳排放量设有限值，因此，为通过绿证抵消的碳排放量设置一个上限。

$$Q_{\text{total}}^{\text{CCER}} \leq \alpha^{\text{rec}} Q^{\text{MEG}} \tag{16}$$

式中： α^{rec} 为可抵消的碳排放量占总碳排放量的比例， $\alpha^{\text{rec}} = 5\%$ ； Q^{MEG} 为微能源网实际碳排放量。若不设置抵消限值或可抵消空间过大，一方面会促使高排放企业大量购买 CCER 抵消碳排放，减弱碳排放考核的减排效力，另一方面会使得

CCER 交易价格高涨, 与强制碳配额交易过度重合, 不利于市场衔接。设定 CCER 交易本意在于鼓励企业自愿碳减排, 若 CCER 可抵消碳排放量限值过低, 会导致 CCER 交易无法发挥作用。根据《碳排放权交易管理办法(试行)》, 当前政策设定 CCER 可抵消碳排放量占总碳排放量的比例为 5%, 这对完善碳交易市场进行了探索。

基于微能源网的总用电量为其设置可再生能源配额, 式(17)为绿证市场收益计算过程, 式(18)为可再生能源配额约束。

$$R^{GCT} = \lambda^{GCT} (N_{\text{sell}}^{GCT} - N_{\text{buy}}^{GCT}) \quad (17)$$

$$E_e^{\text{DRE}} + \omega^{GCT} (N_{\text{buy}}^{GCT} - N_{\text{sell}}^{GCT}) \geq \alpha^{\text{RPS}} E_e^{\text{total}} \quad (18)$$

式中: R^{GCT} 为在绿证市场的收益; λ^{GCT} 为绿证价格; N_{sell}^{GCT} 和 N_{buy}^{GCT} 为出售和购买绿证的数量; E_e^{DRE} 和 E_e^{total} 为分布式电源发电量和微能源网总用电量。

微能源网的总用电量等价于其发电量与电力市场交易电量之和, 即

$$E_e^{\text{DRE}} = \sum_{t=1}^{T_1} [P_{e,t}^{\text{WT}} + P_{e,t}^{\text{PV}}] \quad (19)$$

$$E_e^{\text{total}} = \sum_{t=1}^{T_1} (P_{e,t}^{\text{WT},s} + P_{e,t}^{\text{PV},s} + P_{e,t}^{\text{CH}} + P_{e,t}^{\text{PM},\text{buy}} - P_{e,t}^{\text{PM},\text{sell}}) \quad (20)$$

式中: $P_{e,t}^{\text{PM},\text{buy}}$ 和 $P_{e,t}^{\text{PM},\text{sell}}$ 分别为时段 t 在外部电力市场的购买和出售的电力; T_1 为日前阶段的时段数。

碳市场交易成本、碳配额约束, 以及分配碳配额的计算公式如下:

$$R^{\text{CET}} = \lambda^{\text{CET}} (D_{\text{sell}}^{\text{CET}} - D_{\text{buy}}^{\text{CET}} + D_{\text{sell}}^{\text{CCER}}) \quad (21)$$

$$D^{\text{MEG}} + D_{\text{buy}}^{\text{CET}} - D_{\text{sell}}^{\text{CET}} \geq Q^{\text{MEG}} - Q_{\text{total}}^{\text{CCER}} \quad (22)$$

$$D^{\text{MEG}} = \alpha_e^{\text{CET}} (E_e^{\text{G}} + \varphi_{\text{ch}} E_h^{\text{G}} - E_e^{\text{DRE}}) \quad (23)$$

式中: R^{CET} 为在碳市场的收益; λ^{CET} 为碳市场的碳配额价格; $D_{\text{buy}}^{\text{CET}}$ 和 $D_{\text{sell}}^{\text{CET}}$ 为在碳市场购买和售出的碳配额; $D_{\text{sell}}^{\text{CCER}}$ 为在碳市场售出的 CCER; $Q_{\text{total}}^{\text{CCER}}$ 为 CCER 抵消的超额碳排放量; D^{MEG} 为分配的碳配额; α_e^{CET} 为电能供应的碳配额系数, 取值为电能生产的基准碳排放水平; φ_{ch} 为供热量转化为发电量的折算系数; E_e^{G} 和 E_h^{G} 为总发电量和总制热量。考虑碳捕集装置捕捉转换的部分 CO_2 , 可得微能源网排放总量 Q^{MEG} 的计算公式为

$$Q^{\text{MEG}} = \sum_{t=1}^{T_1} (Q_{C,t}^{\text{CH}} - Q_{C,t}^{\text{CC}}) \quad (24)$$

式中, $Q_{C,t}^{\text{CC}}$ 为碳捕集装置吸收的 CO_2 量。

3 两阶段调度优化模型

3.1 微能源网结构分析

针对风电、光伏与电力负荷在日前阶段可能出现的预测偏差, 逐级细化调度优化的时间尺度, 构建微能源网日前-实时两阶段调度优化模型。在此基础上, 针对上述变量在实时阶段的不确定性, 采用滚动优化方法, 构建实时滚动优化模型。具体表现为, 在实时阶段按照一定的周期, 基于风电、光伏与电力负荷的实时预测数据对各单元的出力计划进行反馈矫正, 不断滚动迭代优化, 以减小上述不确定因素对微能源网实际运行造成的影响, 进而确立最终的调度方案。图4为日前-实时两阶段调度优化示意图。

a. 日前阶段以 1 h 为时间尺度, 24 h 为一个优化周期。根据风电、光伏与电力负荷的日前预测数据, 碳配额和绿证的价格, 以及日前电力市场的分时电价, 以系统运行成本最小为目标, 提前 24 h 制定各单元的日前调度计划及在绿证市场、碳市场的拟交易策略, 确立在日前电力市场的购买电量。

b. 实时阶段以 15 min 为时间尺度、4 h 为滚动优化周期。在每个滚动优化周期中, 第一个时段为控制域, 剩下 15 个时段为计划域。根据风电、光伏与电力负荷的实时预测数据, 碳配额和绿证的价格, 以及实时电力市场的实时电价, 以系统运行成本最小为目标, 优化得出控制域的各单元实时出力方案, 以及在绿证市场、碳市场和实时电力市场的交易策略, 并对计划域的各单元出力计划与市场拟交易策略进行反馈矫正。

3.2 两阶段调度优化模型

3.2.1 日前调度优化模型

日前调度优化模型以系统总运行成本最小为目标, 主要包括内部调度成本和外部交易成本。其中, 内部调度成本包括设备运行维护成本 $C_{\text{ope},s}$ 、天然气购置成本 $C_{\text{gas},s}$ 与需求响应调用成本 $C_{\text{DR},s}$; 外部交易成本包括日前电力市场交易成本 C^{DAM} 减去碳市场收益 $R^{\text{CET},s}$ 与绿证市场收益 $R^{\text{GCT},s}$ 。计算方式如下:

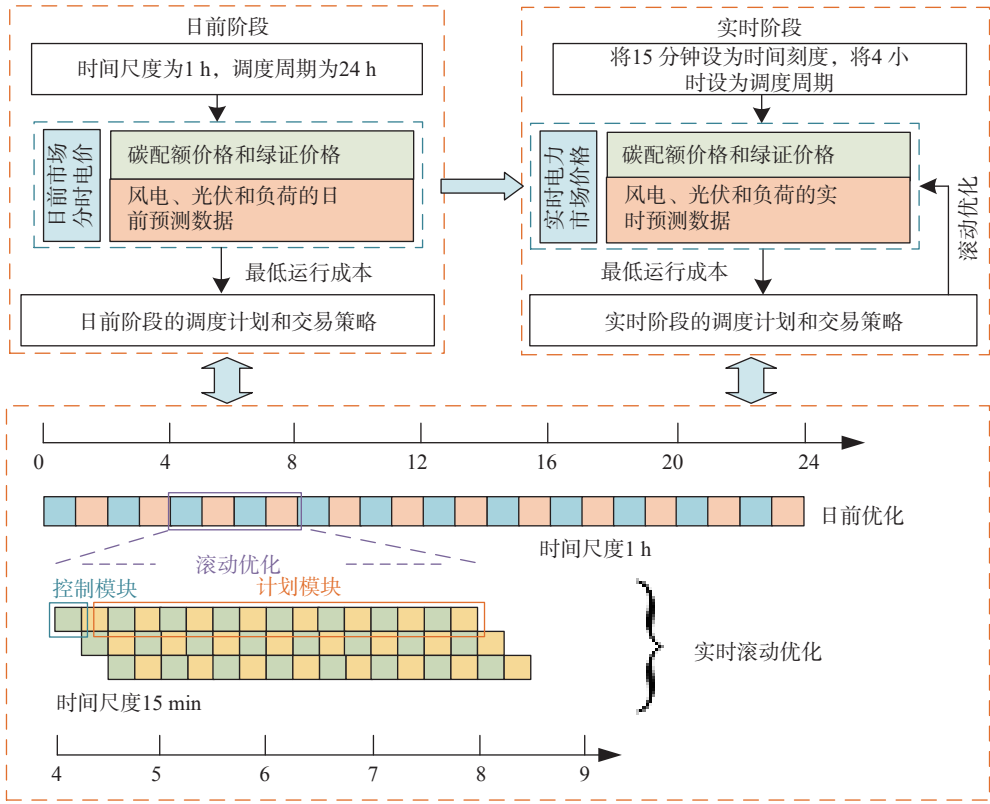


图4 日前-实时两阶段调度优化示意图

Fig.4 Schematic diagram of day-ahead-real-time two-stage scheduling optimization

$$\min C^{\text{DA}} = C^{\text{ope},s} + C^{\text{gas},s} + C^{\text{DR},s} + C^{\text{DAM},s} - R^{\text{CET},s} - R^{\text{GCT},s} \quad (25)$$

$$C^{\text{ope}} = \sum_{t=1}^{T_1} \sum_{i \in N_m} c_i P_{i,t} \quad (26)$$

$$C^{\text{DAM}} = \sum_{t=1}^{T_1} (\lambda_{e,t}^{\text{DAM,buy}} P_{e,t}^{\text{DAM,buy}} - \lambda_{e,t}^{\text{DAM,sell}} P_{e,t}^{\text{DAM,sell}}) \quad (27)$$

式中: C^{DA} 为日前阶段运行成本最小目标函数; $\lambda_{e,t}^{\text{DAM,buy}}$ 和 $\lambda_{e,t}^{\text{DAM,sell}}$ 为在日前电力市场购电和售电的价格; $P_{e,t}^{\text{DAM,buy}}$ 和 $P_{e,t}^{\text{DAM,sell}}$ 为时段 t 在日前电力市场的购电量和售电量; N_m 表示微能源网内部各种设备的集合; $P_{i,t}$ 和 c_i 为设备 i 在时段 t 的运行功率及单位功率的运行维护成本; C^{DR} 为需求响应成本, 计算方式参考文献 [6], $R^{\text{CET},s}$ 和 $R^{\text{GCT},s}$ 的计算方式见式 (21) 和式 (17)。

日前调度优化模型的约束条件包括: 功率平衡约束、碳配额与可再生能源配额制考核约束、设备运行功率约束、电网功率交互上限约束、可再生能源出力上限约束、系统备用约束, 具体如下所示。

a. 功率平衡约束

$$P_{e,t}^{\text{WT},s} + P_{e,t}^{\text{PV},s} + P_{e,t}^{\text{CH}} + P_{e,t}^{\text{HFC}} + P_{e,t}^{\text{ES,dis}} + \sum_{d \in \Omega_e} (P_{d,t}^{\text{DR,up}} - P_{d,t}^{\text{DR,dn}}) + P_{e,t}^{\text{DAM,buy}} =$$

$$P_{e,t}^{\text{l}} + P_{e,t}^{\text{CC}} + P_{e,t}^{\text{MR}} + P_{e,t}^{\text{EL}} + P_{e,t}^{\text{EB}} + P_{e,t}^{\text{ES,ch}} + P_{e,t}^{\text{DAM,sell}}$$

$$P_{h,t}^{\text{CH}} + P_{h,t}^{\text{EB}} = P_{h,t}^{\text{l}} \quad (29)$$

$$V_{g,t} + V_{g,t}^{\text{MR}} = V_{g,t}^{\text{l}} + V_{g,t}^{\text{CH}} \quad (30)$$

式中: $P_{e,t}^{\text{WT},s}$ 和 $P_{e,t}^{\text{PV},s}$ 为风电和光伏在时段 t 的计划出力; d 为需求响应负荷用户; Ω_e 为可响应的负荷用户集合, $V_{g,t}^{\text{l}}$ 表示微能源网的气负荷; $V_{g,t}$ 和 $\lambda_{g,t}$ 为时段 t 购置的天然气体积及天然气的价格; $P_{d,t}^{\text{DR,up}}$ 为用户 d 在时段 t 响应的上调电量, 即响应停电; $P_{d,t}^{\text{DR,dn}}$ 为用户 d 在时段 t 响应的下调电量, 即响应用电。

b. 碳配额与可再生能源配额考核约束参见式 (22) 和式 (18)。

c. 设备运行功率约束

$$P_{i,\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,\max}, \quad i \in N_m \quad (31)$$

$$|P_{i,t} - P_{i,t-1}| \leq \Delta P_{i,\max}, \quad i \in N_m \quad (32)$$

式中: $P_{i,\max}$ 和 $P_{i,\min}$ 为设备 i 运行功率的最大值和最小值; $\Delta P_{i,\max}$ 为设备 i 的爬坡能力。

虽然电解装置和氢燃料电池的运行效率被设为恒定值, 但实际操作过程中其运行功率被保持在一定的区间内, 以维持其稳定和较高的运行效率, 故将电解装置和氢燃料电池的爬坡能力设置为一较小值。

d. 电网功率交互上限约束

$$0 \leq \{P_{e,t}^{\text{DAM,sell}}, P_{e,t}^{\text{DAM,buy}}\} \leq P_{\text{grid,e}}^{\max} \quad (33)$$

式中, $P_{\text{grid,e}}^{\max}$ 为微能源网与电网进行功率交互的上限值。

e. 系统备用约束

由于风电、光伏与电力负荷具有随机波动特性, 日前阶段预测值与实时阶段预测值之间往往具有一定的偏差, 故日前调度优化模型还需要满足系统备用约束。

$$\begin{cases} \sum_{i \in N_r} X_{e,i,t}^{\text{DA,up}} \geq \xi_{w,t}^{\text{DA}} P_{e,t}^{\text{WT,s}} + \xi_{p,t}^{\text{DA}} P_{e,t}^{\text{PV,s}} + \xi_{l,t}^{\text{DA}} P_{e,t}^{\text{l}} \\ \sum_{i \in N_r} X_{e,i,t}^{\text{DA,dn}} \geq \xi_{w,t}^{\text{DA}} P_{e,t}^{\text{WT,s}} + \xi_{p,t}^{\text{DA}} P_{e,t}^{\text{PV,s}} + \xi_{l,t}^{\text{DA}} P_{e,t}^{\text{l}} \end{cases} \quad (34)$$

$$\begin{cases} X_{e,i,t}^{\text{up}} = \min\{P_{i,\max} - P_{e,i,t}, \Delta P_{i,\max}\}, \quad i \in N_r \\ X_{e,i,t}^{\text{dn}} = \min\{P_{e,i,t} - P_{i,\min}, \Delta P_{i,\max}\}, \quad i \in N_r \end{cases} \quad (35)$$

式中: N_r 表示微能源网中能够提供备用的设备集合, 具体包括热电联产机组、碳捕集装置、甲烷化反应器、电解装置、氢燃料电池、电锅炉、电储能与负荷响应; $X_{e,i,t}^{\text{DA,up}}$ 和 $X_{e,i,t}^{\text{DA,dn}}$ 为设备 i 在日前阶段时段 t 的向上和向下调节能力; $\xi_{w,t}^{\text{DA}}$ 、 $\xi_{p,t}^{\text{DA}}$ 和 $\xi_{l,t}^{\text{DA}}$ 为风电、光伏及电力负荷在日前阶段的最大预测误差水平。

对于风电、光伏和负荷的最大预测偏差, 可采取历史预测误差进行估计, 选取历史预测误差的最大值为最大预测偏差。

$$\xi_{w,t}^{\text{DA}} = \max \left(\frac{|P_{t,j}^{\text{WT}} - P_{t,j}^{\text{WT,f}}|}{P_{t,j}^{\text{WT}}} \right) \quad (36)$$

$$\xi_{p,t}^{\text{DA}} = \max \left(\frac{|P_{t,j}^{\text{PV}} - P_{t,j}^{\text{PV,f}}|}{P_{t,j}^{\text{PV}}} \right) \quad (37)$$

$$\xi_{l,t}^{\text{DA}} = \max \left(\frac{|P_{t,j}^{\text{l}} - P_{t,j}^{\text{l,f}}|}{P_{t,j}^{\text{l}}} \right) \quad (38)$$

式中: $P_{t,j}^{\text{WT}}$ 为历史第 j 天第 t 时段的风电实际出

力; $P_{t,j}^{\text{WT,f}}$ 为对第 $j-1$ 天对第 j 天第 t 时段的预测出力, 预测值需取与实际时段相同时间距离进行的预测; $P_{t,j}^{\text{PV}}$ 为历史第 j 天第 t 时段的光伏实际出力; $P_{t,j}^{\text{PV,f}}$ 为第 $j-1$ 天对第 j 天第 t 时段的光伏预测出力, 每个历史日的预测值应在与实际时段相同时间距离取得; $P_{t,j}^{\text{l}}$ 为历史第 j 天第 t 时段的实际负荷需求; $P_{t,j}^{\text{l,f}}$ 为对第 $j-1$ 天对第 j 天第 t 时段的预测负荷需求, 预测值需取与实际时段相同时间距离进行的预测。

此外, 日前调度优化模型还包括热电联产机组启停约束^[4]、不同类型负荷的需求响应约束^[6]、与储氢罐和电储能的容量约束^[21]。

3.2.2 实时滚动优化模型

实时调度优化模型以 15 min 时间尺度构建, 以系统总运行成本最小为目标, 包括内部调度成本与外部交易成本。日前电力市场交易成本 C^{DAM} 更换为实时电力市场交易成本 C^{RTM} , 其他项与日前阶段一致, 计算方式如下:

$$\min C^{\text{RT}} = C^{\text{ope,o}} + C^{\text{gas,o}} + C^{\text{DR,o}} + C^{\text{RTM}} + R^{\text{CET,o}} + R^{\text{GCT,o}} \quad (39)$$

$$C^{\text{RTM}} = \sum_{t=t_0}^{t_0+\Delta T} \left(\lambda_{e,t}^{\text{RTM,buy}} P_{e,t}^{\text{RTM,buy}} - \lambda_{e,t}^{\text{RTM,sell}} P_{e,t}^{\text{RTM,sell}} \right) \quad (40)$$

式中: C^{RT} 为实时阶段运行成本最小目标函数; ΔT 和 t_0 为实时阶段每个循环周期的时段数和开始时段; $\lambda_{e,t}^{\text{RTM,buy}}$ 和 $\lambda_{e,t}^{\text{RTM,sell}}$ 为在实时电力市场购电和售电的价格; $P_{e,t}^{\text{RTM,buy}}$ 和 $P_{e,t}^{\text{RTM,sell}}$ 为时段 t 在实时电力市场的购电量和售电量。

实时调度优化模型的电功率平衡约束如下所示。

$$\begin{aligned} & \sum_{i \in N_m} (P_{e,i,t}^{\text{r}} - P_i(t)) + \sum_{d \in \Omega_e} (P_{d,t}^{\text{DR,up}} - P_{d,t}^{\text{DR,dn}}) + \\ & P_{e,t}^{\text{RTM,buy}} - P_{e,t}^{\text{RTM,sell}} = \\ & \Delta P_{e,t}^{\text{WT,s}} + \Delta P_{e,t}^{\text{PV,s}} + \Delta P_{e,t}^{\text{l}} \end{aligned} \quad (41)$$

式中: $P_{e,i,t}^{\text{r}} - P_i(t)$ 表示微能源网中第 i 种设备在时段 t 的出力调整量; $P_{d,t}^{\text{DR,up}}$ 、 $P_{d,t}^{\text{DR,dn}}$ 分别为实时需求响应的向上调节电量与向下调节电量; $\Delta P_{e,t}^{\text{WT,s}}$ 、 $\Delta P_{e,t}^{\text{PV,s}}$ 和 $\Delta P_{e,t}^{\text{l}}$ 为风电、光伏和电力负荷在时段 t 的实际偏差。除热电联产机组启停约束外, 实时阶段的其他约束与日前阶段一致, 见式(28)~(33)。

3.3 模型求解流程

综上, 构建的多时间尺度调度优化模型求解流程如图5所示。

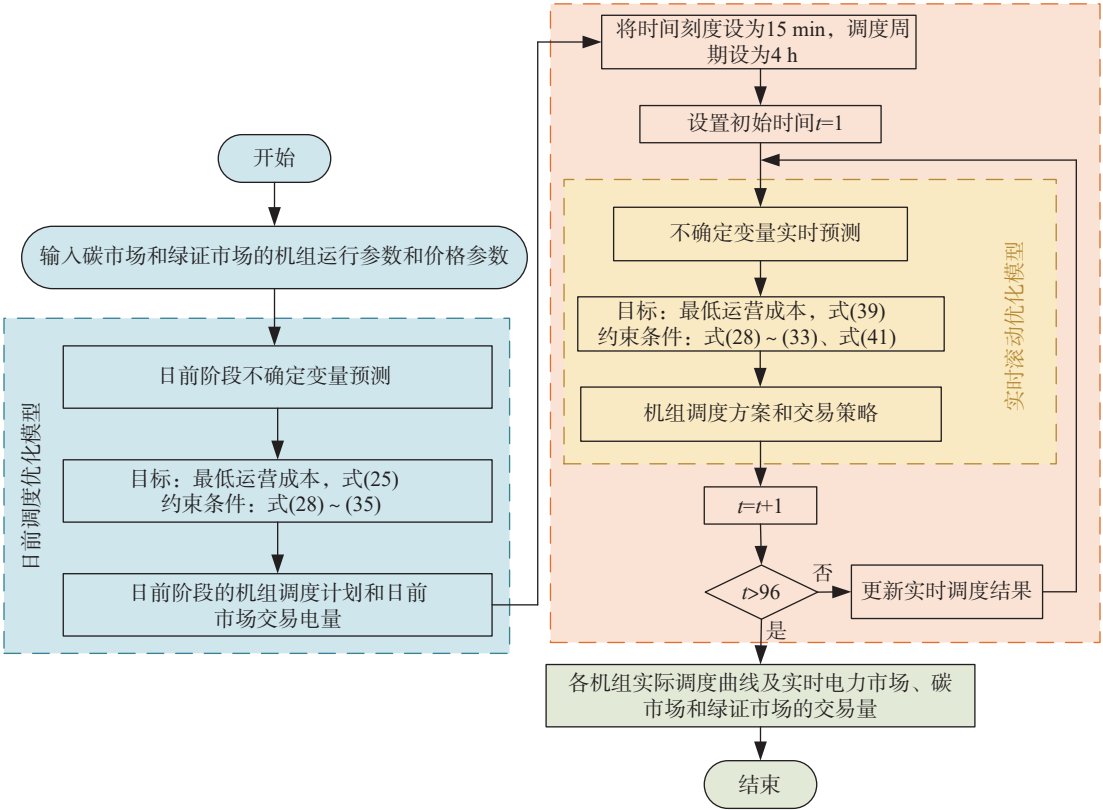


图 5 模型求解流程

Fig.5 Model solving process

4 算例分析

4.1 基础数据

将河南兰考地区某微能源网作为实证对象，验证所提模型及方法的有效性和适用性，并分析微能源网参与电-碳-绿证多市场耦合对其造成的影响。该微能源网包括 2 台 1 MW 的热电联产机组，1 台 0.05 MW 的电化学储能，3 台 0.1 MW 的电锅炉，分散式风电的总量约 1.52 MW，分布式光伏的总量约为 0.78 MW，各类型负荷的总需求响应潜力约 0.132 MW。另外，考虑在该微能源网中加入氢能利用模块和碳捕集装置。储氢罐包括额定功率为 0.4 MW 的电解装置和额定功率为 0.2 MW 的氢燃料电池，储氢罐的额定容量为 2 MW·h。设定碳捕集装置额定功率为 0.02 MW，甲烷化反应器额定功率为 0.1 MW。各类型设备的运行参数如表 2 所示。

另外，可再生能源配额比例为 0.25，单位发电量的碳配额为 0.32 t。天然气价格为 2.54 元/m³，碳配额价格为 250 元/t，绿证价格为 50 元/张。 θ 取 0.4。图 6 为日前电力市场和实时电力市场的

交易电价，暂不考虑电价的不确定性。图 7 为风光出力及电负荷的日前阶段预测值与实际值。图 8 为微能源网内部的热负荷与气负荷。

4.2 结果分析

4.2.1 氢模块分析

为验证氢模块和碳捕集模块对微能源网减碳效果的影响，设置 3 种情景，对调度优化结果进行分析：情景 1，不采用氢模块和碳捕集模块；情景 2，采用氢模块；情景 3，采用氢模块和碳捕集模块。

采用 Matlab2021a 调用 Gurobi 求解器进行求解，各情景的优化结果如图 9 和表 3 所示。

结合表 3 中的优化结果，与情景 1 相比，情景 2 加入氢能模块，运维成本增加了 63.21 元，总运行成本降低了 259.74 元，主要是日前交易成本大幅降低，达 360.68 元。可再生能源消纳量提高了 0.5629 MW·h，这是因为氢能模块能够在时段 1~6、11、18 等可再生能源富余的时段，通过电解装置将电能转化为氢能进行存储，进而提高了可再生能源消纳量；而在时段 13、14、21 等电价较高的时段，通过氢燃料电池将氢能转化为电能用于

表 2 各类型设备的运行参数

Tab.2 Operating parameters for each type of equipment

设备名称	参数	数值	设备名称	参数	数值
热电联产机组	最小技术出力	0.4 MW	电解装置	能量转化效率	0.8
	爬坡速率	0.4 MW/15 min		爬坡速率	0.4 MW/15min
	能量转化效率	0.4		压缩能耗	0.01 MW·h/(MW·h)
	热电比	0.75	氢燃料电池	爬坡速率	0.3 MW/15min
	碳排放强度	0.39 t/(MW·h)		能量转化效率	0.5
电锅炉机组	爬坡速率	0.15 MW/15 min		压缩能耗	0.03 MW·h/(MW·h)
	能量转化效率	0.95	储氢罐	最大存储容量	1.5 MW·h
电储能	充电效率	0.98	碳捕集装置	碳捕集能耗	0.528 kW·h/m ³
	放电效率	0.98		爬坡速率	0.02 MW/15min
	能量流失率	0.5	甲烷化反应器	天然气生产能耗	2.4 kW·h/m ³
	最大蓄电量	0.1 MW·h			
	最小蓄电量	0			

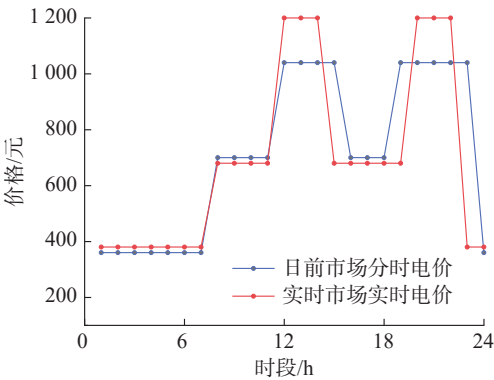


图 6 电力市场交易电价

Fig.6 Electricity market tradig prices

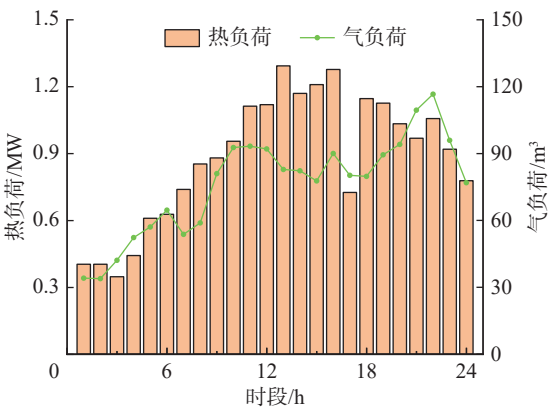


图 8 热负荷与气负荷

Fig.8 Heat loads and gas loads

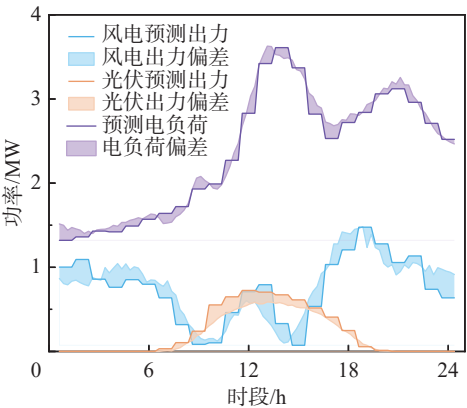


图 7 风光出力与电负荷的日前预测及实际偏差

Fig.7 Day-ahead prediction and actual deviation of wind-solar output and electrical load

满足电负荷, 进而降低了微能源网在日前电力市场和实时电力市场的购电成本, 同时对峰时的需

求响应负荷形成替代效果, 进而降低微能源网的需求响应成本。

当前实际应用中, 氢模块整体成本较高, 对氢模块平准化成本进行分析, 即

$$L_{COH} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t^{H,inv} + C_t^{H,op} + C_t^{H,ele}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Q_{year}^{H_2}}{(1+r)^t}} \quad (42)$$

式中: $C_t^{H,inv}$ 为氢模块投资成本; $C_t^{H,op}$ 为氢模块运行成本; $C_t^{H,ele}$ 为氢模块电力成本; $Q_{year}^{H_2}$ 为年度产氢量; r 为贴现值; t 为运行小时数。设定氢模块具体参数如表 4 所示。

计算得到该情景下氢模块平准化成本约为

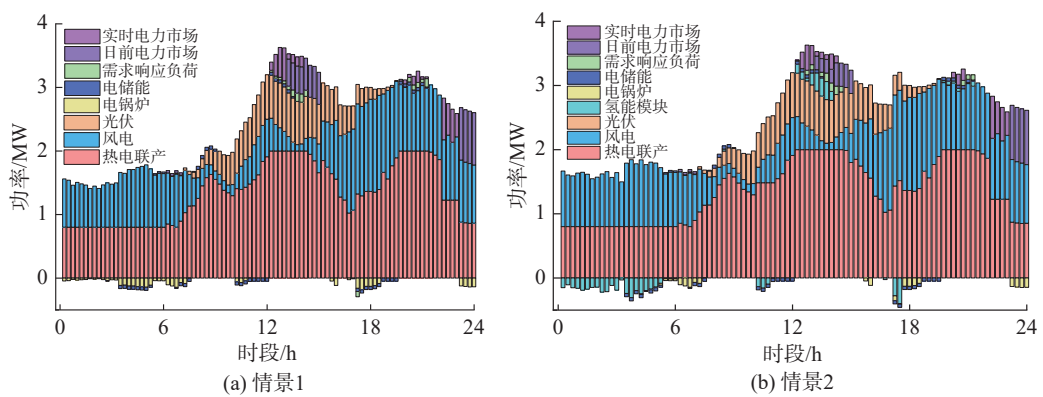


图 9 不同情景下的各单元出力

Fig.9 Unit outputs in different scenarios

表 3 情景 1~3 优化结果

Tab.3 Optimization results of scenario 1~3

各项指标	情景1	情景2	情景3
运行维护成本/元	1 290.89	1 354.10	1 348.97
天然气购置成本/元	24 309.68	24 407.77	24 435.34
需求响应成本/元	180.76	127.24	151.96
日前交易成本/元	1 276.95	916.27	916.27
实时交易成本/元	430.07	406.47	381.72
CET市场收益/元	890.05	902.64	895.70
GCT市场收益/元	0	0	0
总运行成本/元	26 598.29	26 338.55	26 309.21
碳排放量/t	12.622 6	12.679 2	12.702 6
可再生能源消纳量/(MW·h)	23.184 6	23.892 6	23.747 5

384 元/(MW·h), 则情景 2 下包含的氢模块总成本为 173 元, 计及氢模块的投资成本后情景 2 下微能源网总成本仍低于情景 1。因此, 在电力现货市场价格水平较高的情况下, 微能源网中氢模块运行的经济性较高。

实际上, 目前电解装置和氢燃料电池的能量转化效率较为低下, 也限制了氢模块为微能源网带来的增益效果。随着技术的不断成熟, 电解装置和氢燃料电池的能量转化效率将逐渐升高。电解装置和氢燃料电池的不同技术条件下, 对氢模块的运行水平进行灵敏度分析。假设有以下 4 种技术条件: a. 电解装置能量转化效率为 0.8, 氢电池能量转化效率为 0.5; b. 电解能量转化效率为 0.85, 氢燃料电池能量转化效率为 0.6; c. 电解装置转化效率为 0.9, 氢电池能量转化效率为 0.7; d. 电解装置能量转化效率为 0.95, 氢电池能量转化效率为 0.8。图 10 为不同电解装置和氢电池技术

表 4 氢模块平准化成本计算参数

Tab.4 Calculation parameters of the levelized cost of the hydrogen module

项目参数	数值	说明
电解槽容量	0.4 MW	2000元/kW
燃料电池容量	0.2 MW	4000元/kW
电解槽效率	40 MW/t H ₂	能量转换效率为80%
燃料电池效率	50%	1 kg氢气发电: 33.3 × 50%=16.65 kW·h
电解槽年运行小时数	4000 h	
储氢罐	0.2 MW·h	200万元/t
电价成本	0元/(kW·h)	
系统寿命	20年	贴现率8%
运维成本	初始投资的3%	含设备维护、备件更换等

条件下, 氢模块氢能存储量和微能源网购电量的变化趋势。

由图 10 可见, 4 种技术条件下, 氢模块的能量转化效率分别约为 0.38、0.49、0.61、0.73。随着能量转化效率的提升, 氢模块转移电能的规模越来越大, 能够更加充分地消纳微能源网中富余的分布式新能源发电, 进而降低峰时的购电功率。甚至在第 d 种条件下, 氢模块已经能够利用峰谷价差来降低微能源网的购电成本。图 11 显示了不同技术条件下微能源网运行成本的变化趋势, 可以看出, 随着电解装置和氢电池能量转化效率的逐渐升高, 微能源网运行成本呈极为明显的下降趋势。

与情景 2 相比, 情景 3 加入碳捕集模块, 使总运行成本降低了 29.34 元, 碳排放量降低了 0.023 4 t, 可再生能源消纳量提高了 0.145 1 MW·h。这是因为碳捕集模块在时段 1、2 发掘电解装置过剩的可再生能源电解氢制氢能力, 基于其产生的部分氢能

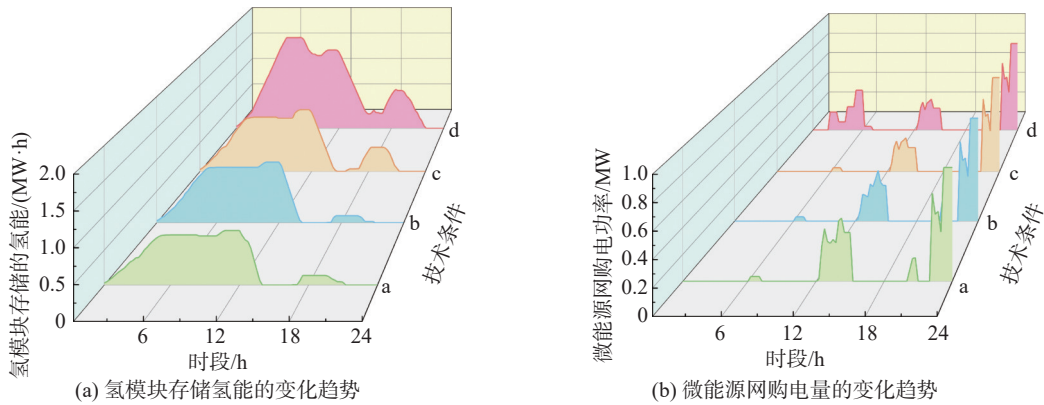


图 10 不同技术条件下氢能存储量和微能源网购电量的变化趋势

Fig.10 Trends in hydrogen energy storage and micro-energy grid electricity purchases under different technological conditions

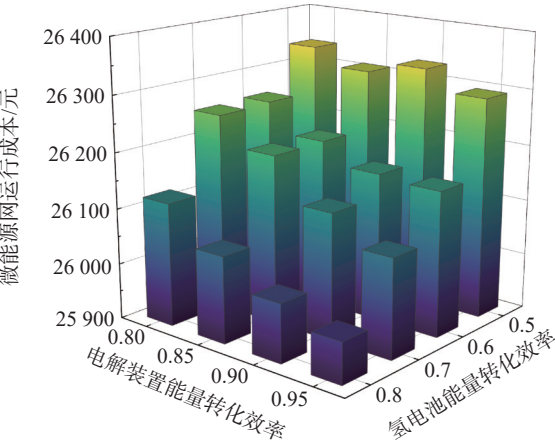


图 11 敏感性分析

Fig.11 Sensitivity analysis

将 CO₂ 转化为天然气, 为微能源网降低了少量的天然气购置成本与碳交易成本。但由于部分氢能用于实现 CO₂ 的循环利用, 氢模块在峰时的出力降低, 故微能源网在实时电力市场的交易成本略微上升。此外, 碳捕集装置运行水平会受到天然气价格和碳配额价格的影响, 图 12 为天然气价格变化下碳捕集装置用氢量与 CO₂ 循环利用量的变化趋势。

从图 12 可以看出, 随着天然气价格上涨, 微能源网会选择让碳捕集装置利用更多的氢能来实现 CO₂ 的循环利用, 进而降低自身的天然气购置成本。然而, 实际上, 碳捕集装置为微能源网在碳市场和天然气市场带来的收益尚并不明显, 主要原因在于碳捕集装置利用单位氢能创造的增益相对氢燃料电池较低。通过计算可得出, 按碳配额价格 250 元/t 和天然气价格 2.54 元/m³ 计算, 碳捕集装置将 1 t 的 CO₂ 转化为 CH₄ 能够为微能源网降低约 1 521 元的天然气购置成本与碳交易成本, 但却需要约 6.12 MW·h 的氢能。而若把 6.12 MW·h

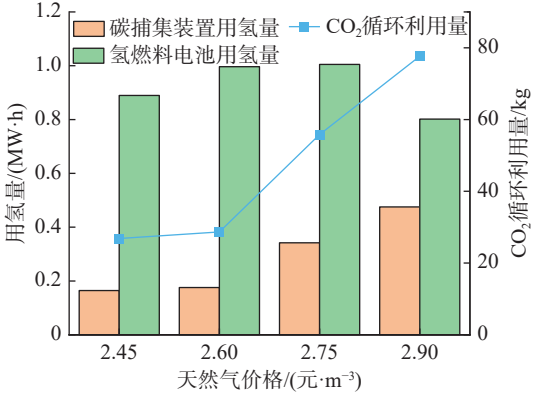


图 12 天然气价格变化下碳捕集装置用氢量与 CO₂ 循环利用量的变化趋势

Fig.12 Trends in hydrogen consumption of carbon capture units and recycled CO₂ output with natural gas price changes

的氢能用于氢燃料电池发电, 按日前电力市场峰时电价 1 040 元/(MW·h) 计算, 则能为微能源网降低约 3 182 元的购电成本。因此, 微能源网只有在可再生能源较为富余、氢能绝对充足时, 才会选择利用碳捕集装置小规模地循环利用系统产生的 CO₂。

4.2.2 电-碳-绿证市场耦合机制分析

为分析微能源网参与多市场交易下的电-碳-证市场耦合关系对微能源网调度运行的影响, 在情景 3 的基础上增设两种情景: 情景 4, 分布式电源可申请核发绿证; 情景 5, 分布式电源可选择申请核发 CCER 或申请核发绿证。表 5 为情景 4 和情景 5 的优化结果。

与情景 3 相比, 情景 4 考虑为分布式新能源核发绿证, 额外消纳了 9.38 MW·h 的分布式发电, 并在绿证市场获得 457.26 元的收益。根据计算可得, 当不考虑为分布式新能源颁发绿证时, 微能源网消纳 1 MW·h 可再生能源的边际效益为利用氢

表 5 情景 4 和情景 5 的优化结果

Tab.5 Optimization results of scenario 4 and 5

各项指标	情景4	情景5
运行维护成本/元	1362.45	1360.81
天然气购置成本/元	24472.16	24444.80
需求响应成本/元	141.70	118.72
日前电力交易成本/元	926.07	926.07
实时电力交易成本/元	362.65	395.61
碳市场收益/元	904.10	1539.44
绿证市场收益/元	457.26	310.61
总运行成本/元	25903.68	25395.96
碳排放量/t	12.7212	12.7027
可再生能源消纳量/(MW·h)	23.8926	23.8926

模块将其转移至峰时而减小的购电成本，约为 350 元左右；而若考虑为分布式新能源颁发绿证，在满足可再生能源配额要求的前提下，微能源网可额外获得 50 元的绿证市场收益，收益率提高了约 14.29%。因此，为分布式新能源颁发绿证，将

能有效激励其在微能源网内部的规模化发展。

与情景 4 相比，情景 5 考虑为分布式新能源机组颁发 CCER，新能源机组核发 CCER 可抵消部分其他主体的碳排放量减少碳排放考核，或出售 CCER，在碳市场获得更高的收益。从表 5 可以看出，情景 5 中微能源网的绿证市场收益降低了 146.65 元，碳市场收益提高了 635.34 元。这是因为碳配额的价格远高于绿证的价格。经进一步计算得出，当绿证价格为 50 元/张时，若考虑出售绿证和通过 CCER 抵消碳排放的收益相等，则碳配额的价格需为 57 元/t 左右。目前，我国碳配额价格已超过 70 元/t，随着“双碳”目标的推进，我国的碳配额价格还将继续上升。因此，在碳市场交易价格高于 57 元/t 时，微能源网会优先选择参与新能源机组核发 CCER 抵消碳排放。

4.2.3 滚动优化效果分析

在日前调度计划的基础上，在实时阶段对各单元的运行出力进行滚动优化。以情景 2 为例，对实时滚动优化方法的效果进行分析。图 13 为情景 2 中微能源网的日前调度计划与实时矫正。

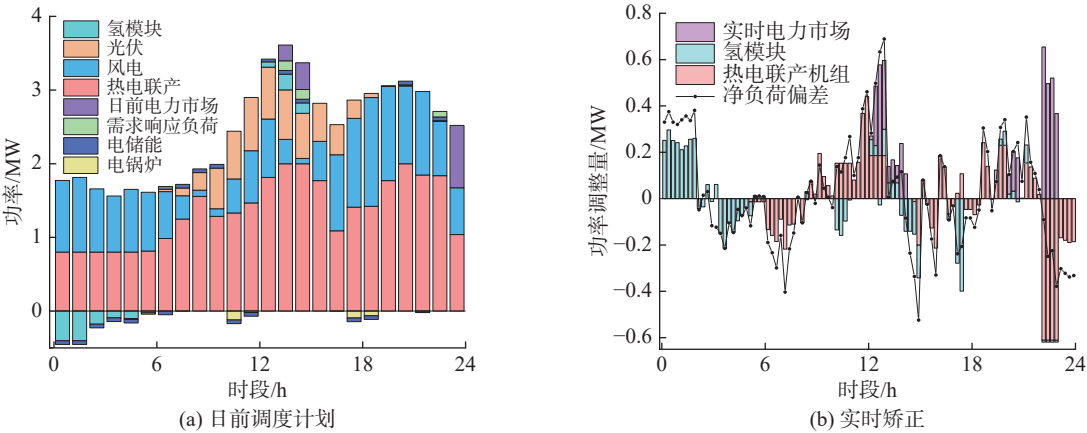


图 13 情景 2 中的日前调度计划与实时矫正

Fig.13 Day-ahead scheduling plan with real-time correction in scenario 2

从图 13 中可以看出，微能源网主要通过热电联产机组和氢模块对净负荷在实时阶段的偏差进行跟踪矫正，不足部分需要从实时电力市场购买电力。另外，微能源网在实时阶段的调度计划还会受到实时电力市场实时电价的影响。例如，由于时段 23 的实时电价较低，微能源网选择降低热电联产机组出力而在实时电力市场购买低价电力。上述结果说明滚动优化能根据净负荷的实际偏差(负荷减去风电出力 and 光伏出力)及实时电力市场电价的引导，对各单元的出力进行有效矫

正，进而提高微能源网运行的经济性。

5 结 论

微能源网是分布式能源发展的重要趋势，随着我国 CCER 交易的重启，微能源网内部存在多种能源转换，使其参与电-碳-绿证各类市场存在耦合关系，增加了交易决策的难度。首先，分析微能源网内部的单元构成，考虑氢模块和碳捕集模块的加入对微能源网运行的影响，对微能源网

内部的各类能量转换过程建模。其次,分析电-碳-绿证市场耦合下微能源网运行的成本与收益。再次,在上述情景下,考虑微能源网内部分布式新能源机组、需求响应负荷等主体的不确定性,构建日前-日内多时间尺度滚动优化模型。最后设定5种情景分别对上述3个问题进行模拟分析,得出以下结论:

a. 氢模块的引入可降低微能源网的购电成本和需求响应成本,在电力现货价格较高的情景下,氢模块的运行表现出良好的经济性。此外,随着电解装置和氢电池能量转化效率的逐渐升高,微能源网运行成本呈现极为明显的下降趋势。碳捕集装置利用单位氢能创造的增益相对氢燃料电池较低,微能源网在可再生能源较为富余、氢能绝对充足时,利用碳捕集装置小规模地循环利用系统产生的 CO_2 。

b. 绿证交易价格水平低于碳交易价格水平时,微能源网会优先选择新能源机组核发CCER抵消碳排放或出售CCER,减少碳排放超额惩罚或在碳市场获得更多的收益。同一碳配额价格水平下,绿证价格越高,CCER申请量越低;同一绿证价格水平下,碳配额价格越高,CCER申请量越高。模拟算例中碳配额价格57元/t是临界值,当碳配额价格低于57元/t时,微能源网会选择核发绿证参与绿证交易。

c. 微能源网运行过程中,分布式机组、需求响应符合等主体的运行都存在较大的不确定性,日内滚动优化能够根据净负荷的实际偏差及实时电力市场电价的引导,对各单元的出力进行矫正,进而提高微能源网运行的经济性。

参考文献:

- [1] 王莹,高岩.计及需求响应的随机综合能源系统优化配置[J].*上海理工大学学报*,2022,44(2):157-165.
- [2] HORRILLO-QUINTERO P, GARCÍA-TRIVIÑO P, UGALDE-LOO C E, et al. Efficient energy dispatch in multi-energy microgrids with a hybrid control approach for energy management system[J]. *Energy*, 2025, 317: 134599.
- [3] JU L W, LIU L, HAN Y Z, et al. Robust multi-objective optimal dispatching model for a novel island micro energy grid incorporating biomass waste energy conversion system, desalination and power-to-hydrogen devices[J]. *Applied Energy*, 2023, 343: 121176.
- [4] SU Z E, ZHENG G Q, WANG G D, et al. Multi-objective optimal planning study of integrated regional energy system considering source-load forecasting uncertainty[J]. *Energy*, 2025, 319: 134861.
- [5] 耿世平,牛东晓,郭晓鹏,等.计及多能源柔性负荷调度的微能源网多目标演化博弈[J].*电力建设*,2020,41(11):101-115.
- [6] 邹云阳,杨莉,李佳勇,等.冷热电多能互补的微能源网鲁棒优化调度[J].*电力系统自动化*,2019,43(14):65-72.
- [7] CHEN M Z, LU H, CHANG X Q, et al. An optimization on an integrated energy system of combined heat and power, carbon capture system and power to gas by considering flexible load[J]. *Energy*, 2023, 273: 127203.
- [8] 喻沁怡,白西平,张欧婷,等.计及生物质能源化的微能源网多尺度调度优化模型[J].*电力建设*,2024,45(8):24-35.
- [9] 王李夔,许强,黄开艺,等.计及新能源及负荷不确定性的多能微网系统两阶段随机规划方法[J].*电力建设*,2020,41(4):100-108.
- [10] 马艳霞,周静涵,董晓晶,等.计及不确定性和混合储能设备的综合能源系统多目标优化调度模型[J].*电力科学与技术学报*,2022,37(3):19-32.
- [11] 张程,罗玉锦,陈昌亮.考虑源荷不确定的多园区微网与共享储能电站协同优化运行[J].*电力系统保护与控制*,2023,51(24):77-89.
- [12] LI R H, ZHOU J, QIU Z T, et al. Bi-level optimization of hybrid energy conversion system based on a multi-distinct low-carbon microgrid[J]. *Renewable Energy*, 2025, 239: 122095.
- [13] ZHOU J, LI S S, ZHOU X, et al. Operation optimization for gas-electric integrated energy system with hydrogen storage module[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022, 47(86): 36622-36639.
- [14] 翟学文,吴丽珍,王定美.基于随机演化博弈的风-光-氢微能源网竞价行为研究[J].*计算机与数字工程*,2025,53(2):564-571.
- [15] JEJE S O, MARAZANI T, OBIKO J O, et al. Advancing the hydrogen production economy: a comprehensive review of technologies, sustainability, and future prospects[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, 78: 642-661.
- [16] SADEQ A M, HOMOD R Z, HUSSEIN A K, et al. Hydrogen energy systems: technologies, trends, and future prospects[J]. *Science of The Total Environment*, 2024, 939: 173622.
- [17] PHOGAT P, CHAND B, SHREYA, et al. Hydrogen and methanol fuel cells: a comprehensive analysis of challenges, advances, and future prospects in clean energy[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2025, 109: 465-485.

[18] 谷金蔚, 卢阳洋. 中国绿证市场的现状分析与交易机制优化 [J]. 电力建设, 2019, 40(10): 45–55.

[19] 周健, 邓一荣, 庄长伟. 中国碳交易市场发展进程、现状与展望研究 [J]. 环境科学与管理, 2020, 45(9): 1–4.

[20] 姚路锦, 王伟, 林宏宇, 等. 计及低碳经济运行的含风电微网群源储协同日前优化调度 [J]. 动力工程学报, 2024, 44(3): 462–474.

[21] GAO C Z, LU H, CHEN M Z, et al. A low-carbon optimization of integrated energy system dispatch under multi-system coupling of electricity-heat-gas-hydrogen based on stepwise carbon trading[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2025, 97: 362–376.

[22] 骆钊, 秦景辉, 梁俊宇, 等. 含绿色证书跨链交易的综合能源系统运行优化 [J]. 电网技术, 2021, 45(4): 1311–1319.

[23] 易俊, 赵明欣, 秦晓辉, 等. 电碳协同理论技术探索与实践 [J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(19): 7427–7442.

[24] 董九舟, 郭鸿业, 姜涛, 等. 新型电力系统的电碳耦合交易研究 [J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(15): 5752–5770.

[25] WANG L, YANG C Y, XU Z L, et al. Analysis of carbon electricity coupled market modeling method based on carbon credit trading mechanism[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2024, 156: 109707.

[26] 崔杨, 沈卓, 王铮, 等. 考虑绿证-碳排等价交互机制的区域综合能源系统绿色调度 [J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(12): 4508–4516.

[27] JU L W, LU X L, LI F Q, et al. Two-stage optimal dispatching model and benefit allocation strategy for hydrogen energy storage system-carbon capture and utilization system-based micro-energy grid[J]. Energy Conversion and Management, 2024, 313: 118618.

[28] 尚楠, 陈政, 冷媛. 电碳市场背景下典型环境权益产品衔接互认机制及关键技术 [J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(7): 2558–2577.

[29] 王心昊, 蒋艺璇, 陈启鑫, 等. 可交易减排价值权证比较分析和衔接机制研究 [J]. 电网技术, 2023, 47(2): 594–602.

[30] LI J L, HU Y, CHI Y Y, et al. Analysis on the synergy between markets of electricity, carbon, and tradable green certificates in China[J]. Energy, 2024, 302: 131808.

[31] DU Y D, LI X G, LIANG Y, et al. Two-stage multi-objective distributionally robust optimization of the electricity-hydrogen coupling system under multiple markets[J]. Energy, 2024, 303: 131960.

[32] 洪芦诚, 王梓菽, 林今, 等. 电-碳-绿证市场背景下电氢协同典型形态及参与模式研究综述 [J]. 电工技术学报, 2025, 40(23): 7498–7514.

(编辑: 丁红艺)