

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.250187

# 基于氢能多元利用与绿证-碳联合交易机制的 多微网-共享储能运行优化策略

刘佳佳<sup>1,2</sup>, 田铭兴<sup>1,2</sup>, 苏照旭<sup>1,2</sup>, 毛旭升<sup>1,2</sup>

(1. 兰州交通大学自动化与电气工程学院, 甘肃 兰州 730070; 2. 甘肃省轨道交通电气自动化  
工程实验室(兰州交通大学), 甘肃 兰州 730070)

**摘要:** 以共享储能(shared energy storage, SES)连接多微网(multiple microgrids, MMG)以实现不同微网间能源交互为研究背景, 提出一种计及氢能多元利用和绿证-碳交易的 MMG-SES 协同运行优化策略。为提高风光等可再生能源消纳比例, 并实现系统低碳化运行, 引入了氢能多元利用模型及绿证-碳交易(green certificate trading-carbon emission trading, GCT-CET)机制。通过量化绿证的碳减排价值, 并允许市场主体用绿证减排量抵扣碳配额, 实现了绿证市场与碳交易市场的协同优化。进而构建了 MMG-SES 协同运行模型, 并将其等效转化为协同成本最小化和交易电价最大化两个子问题, 采用交替方向乘子法(alternating direction method of multipliers, ADMM)进行问题求解。算例结果表明, 所提模型能够有效降低微网系统和共享储能电站的运行成本, 提升新能源消纳能力, 降低碳排放量, 实现能源的高效利用和系统的低碳经济运行。

**关键词:** 多微网; 共享储能; 氢能多元利用; 绿证交易; 碳交易; 交替方向乘子法

## Operation optimization strategy for multiple microgrids with shared energy storage considering multi-utilization of hydrogen and green certificate-carbon joint trading mechanism

LIU Jiajia<sup>1,2</sup>, TIAN Mingxing<sup>1,2</sup>, SU Zhaoxu<sup>1,2</sup>, MAO Xusheng<sup>1,2</sup>

(1. School of Automation and Electrical Engineering, Lanzhou Jiaotong University, Lanzhou 730070, China; 2. Gansu Province Engineering Laboratory for Rail Transit Electrical Automation (Lanzhou Jiaotong University), Lanzhou 730070, China)

**Abstract:** This paper focuses on the coordinated operation of multiple microgrids (MMG) connected via shared energy storage (SES) to realize energy interaction across microgrids. An MMG-SES operation optimization strategy taking into account the multiple utilization of hydrogen energy and green certificate-carbon trading is proposed. To increase the proportion of wind and other renewable energy consumption and achieve low-carbon system operation, a hydrogen model of multiple utilization and the GCT-CET (carbon emission trading-green certificate trading) mechanism are introduced. By quantifying the carbon emission reduction value of green certificates and allowing market players to offset carbon quotas with the emission reduction of green certificates, the synergy between the green certificate market and the carbon trading market is realized. On this basis, an MMG-SES cooperative operation model is constructed and equivalently transformed into two subproblems: minimizing cooperative cost and maximizing trading tariff, which are solved by the alternating direction method of multipliers (ADMM). Case study results show that the proposed model effectively reduces the operating costs of microgrid systems and shared energy storage power stations, enhances new energy consumption capacity, reduces carbon emissions, and realizes efficient energy use and low-carbon economic operation.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52167013).

**Key words:** multiple microgrids; SES; multi-utilization of hydrogen; GCT; CET; ADMM

**基金项目:** 国家自然科学基金项目资助(52167013); 甘肃省自然科学基金重点项目资助(24JRRA225); 甘肃省自然科学基金项目资助(23JRRA891)

## 0 引言

随着能源脱碳进程的加快, 屋顶光伏、分布式风电等绿色能源项目得到广泛发展, 可再生能源在电力系统中的占比逐渐增加, 构建以新能源为主体的新型电力系统迫在眉睫<sup>[1-3]</sup>。微电网是一种灵活、可持续发展的能源系统, 它通过整合多种类型的分布式能源资源, 使得不同形式的能源能够在内部实现高效的转换与调度, 从而满足各种类型负荷的用能需求, 有效地促进了新能源的消纳<sup>[4-6]</sup>。随着同一配电网下微电网的大量部署, 多微网(multiple microgrids, MMG)之间通过能量共享能够互相补充、优化资源配置, 避免能源的浪费<sup>[7-8]</sup>。当前能源共享主要通过现有电力网络和共享储能系统(shared energy storage, SES)。针对第一种共享方式, 已有不少文献进行过探讨, 因此本文将重点讨论第二种方式。

目前, 大多数的共享储能电站与各微网属于不同的利益主体, 它们之间缺乏有效的沟通和协作, 各自只关注自身的最大收益, 而忽视了系统整体的优化。这种局面容易导致利益主体之间的矛盾和冲突, 可能出现资源分配不均、调度效率低下等问题。因此, 借助博弈理论来分析和优化各利益主体之间的互动关系显得尤为重要<sup>[9]</sup>。文献[10]建立了以能源管理商为领导者, 供能运营商、储能运营商和用户为跟随者的主从博弈模型, 提出了考虑奖惩阶梯型碳交易机制和综合需求响应的调度策略。文献[11]构建了一个一主多从的主从博弈模型, 其中微网运营商为领导者, 含有热电耦合负荷的用户为多追随者。文献[12]以共享储能运营商年收入最大化为目标, 基于 Stackelberg 博弈, 提出了一种以共享储能投资者充当领导者, 配电网和微电网充当追随者的共享储能容量分配方法。文献[13]引入用户侧需求响应, 利用主从博弈机制对多微网之间的能源共享进行优化。在上述文献中, 主从博弈属于非合作博弈, 每个主体主要倾向于最大化自身利益而非整体收益, 在面对利益分配与资源分摊问题时缺乏公平与协调性, 往往只能得到局部最优解而非全局最优解, 议价结果在平衡性与公平性上存在不确定性。与非合作博弈不同, 合作博弈直接从整体利益最大化的角度出发, 通过分配机制与联盟形成来实现利益合理分配。文献[14]针对虚拟电厂内部不同主体建立以整体收益最大化为目标的合作博弈优化模型。文献[15-16]分别考虑源荷不确定性和电价不确定性, 构建了多微网电能合作运行优化策略。文献[17]考虑碳排放成本, 建立基于合作博弈理论的“源-荷”合作低碳经济调度模型。上述文献体现了合作

博弈模型在能源系统调度中的优越性, 但未能充分考虑系统整体能源转换的灵活性, 对其他能源形式的集成和利用缺乏深入探讨。

氢能作为重要的清洁能源, 可以通过与电能、热能等其他能源转换, 进一步提升系统的整体效率和灵活性。文献[18-19]研究了包含电转气设备的综合能源系统(integrated energy system, IES)的优化调度策略。文献[20]构建了包含电氢混合储能的集成能源系统两阶段分布式鲁棒调度模型。文献[21]建立了含有电转气和混合储能的微电网经济运行策略, 展示了电转气在优化能源系统调度中的应用。然而, 该研究同样聚焦于单一的电转气模式, 未对氢能进行多元利用和精细化建模。因此, 文献[22]结合了两阶段电转气精细化利用和阶梯型碳交易机制, 进一步提升了系统能源利用率。文献[23]考虑柔性负荷和氢能精细化利用, 构建了能源系统优化模型, 提升了系统经济性与环保性。文献[24]结合综合需求响应构建包含氢能精细建模的低碳协同优化调度策略, 有效降低系统总成本及碳排放量。上述研究强调了氢能在提高系统灵活性和可靠性方面的作用, 但多集中于氢能的基础管理和优化, 未能深入探讨其在多微网-共享储能协同运行中的利用。

为了促进可再生能源的消纳, 我国建立了碳排放交易(carbon emission trading, CET)和绿证交易(green certificate trading, GCT)市场机制<sup>[25]</sup>。文献[26-27]研究了基于阶梯型碳交易成本的 IES 规划和经济调度。文献[28]基于 CET 机制, 构建了计及双重需求响应的微网优化调度策略。文献[29]在传统碳交易机制的基础上进行改进, 提出了一种考虑季节因素的碳交易机制。文献[30]考虑可再生能源消纳责任权重因素, 构建了包含 GCT 成本的 IES 运行优化模型。文献[31]为了提高可再生能源的消纳比例, 基于熵权法构建了绿证核发评价体系。然而, 这些研究主要集中于单一交易机制的优化, 未能充分考虑 GCT 和 CET 的协同效应。为此, 文献[32-33]考虑联合 GCT 与 CET 交易机制, 通过优化调度策略实现能源系统的低碳运行。然而, 以上研究仅考虑单一微网使用阶梯碳和绿证, 较少应用在多微网-共享储能系统中。

针对上述问题, 本文提出一种基于氢能多元利用和绿证-碳联合交易机制的多微网-共享储能运行优化策略。首先在微网中引入氢能精细化多元利用模型, 主要包括: 电解槽、甲烷反应器、氢燃料电池和储氢罐; 其次借鉴阶梯式碳交易的模式, 提出了一种阶梯式绿证交易方法, 考虑绿证交易对碳配

额的影响,进而提出 GCT-CET 联合交易机制;然后建立了多微网与共享储能协同运行模型,并将其等效转化为两个子问题,采用交替方向乘子法(alternating direction method of multipliers, ADMM)进行问题求解。最后,通过算例分析验证了本文所提模型的经济性、低碳性。

## 1 系统框架及设备建模

### 1.1 MMG-SES 系统框架

本文研究的能源系统运行框架如图 1 所示,由 1 个共享储能运营商、配电网和 3 个微网组成。单个微网内部能源流通框架如图 2 所示,其中能源供给设备包括风机(wind turbine, WT)、光伏(photovoltaic, PV)、燃气锅炉(gas boiler, GB)和掺氢热电联产(combined heat and power, CHP)机组。电解槽(electrolytic, EL)、甲烷反应器(methane reactor, MR)和氢燃料电池(hydrogen fuel cell, HFC)实现氢能和其他能源的转换。储能设备包括储氢罐(hydrogen energy storage, HES)和储热罐(thermal energy storage, TES)。

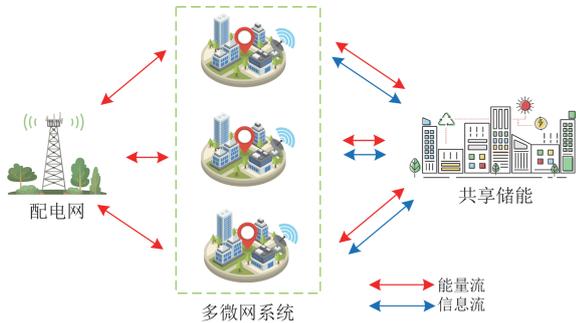


图 1 系统运行框架图

Fig. 1 Operational framework of system

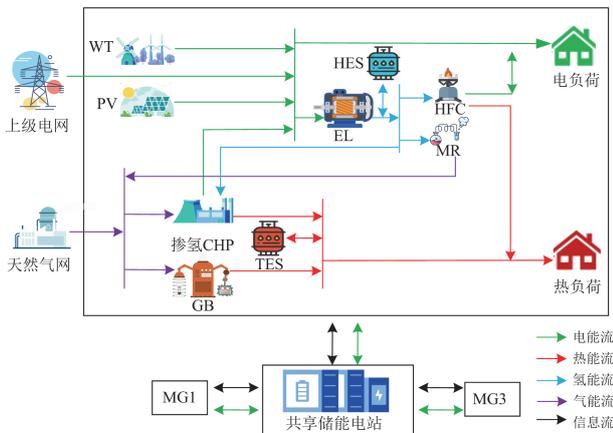


图 2 微网内能源流通框架图

Fig. 2 Microgrid energy circulation framework

MMG 系统内新能源电能过剩时,可以将多余的电能出售给 SES, SES 能够将其储存,并在需要时向其他微电网销售。SES 交易的对象是系统内不同的微网(microgrid, MG)主体,不与外界配电网进行交互。在这个架构中,当 MG 与 SES 系统进行电能交易时,均是由 MG 先对一个时段内的电、热、气能源进行整合以及参与绿证-碳联合交易后,再进行交易。

### 1.2 微网模型

#### 1.2.1 EL 模型

电解制氢主要依赖于电解过程,将电能有效转化为氢能,实现二氧化碳的零排放。目前常用的 EL 分为碱式电解槽与质子交换膜电解槽,本文选用应用更为广泛的碱式电解槽,建立 EL 的运行模型,其表达式如式(1)所示。

$$\begin{cases} P_{EL,i,t}^{hy} = \eta_{EL} P_{EL,i,t}^e \\ \Delta P_{EL,\min}^e \leq P_{EL,i,t}^e - P_{EL,i,t-1}^e \leq \Delta P_{EL,\max}^e \\ P_{EL,\min}^e \leq P_{EL,i,t}^e \leq P_{EL,\max}^e \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $P_{EL,i,t}^{hy}$  为  $t$  时刻微网  $i$  中 EL 的制氢功率;  $\eta_{EL}$  为 EL 将电能转化为氢能的效率,本文取 85%;  $P_{EL,i,t}^e$  为 EL 的耗电功率;  $\Delta P_{EL,\max}^e$ 、 $\Delta P_{EL,\min}^e$  分别为 EL 单位时间内耗电功率变化的最大值和最小值;  $P_{EL,\max}^e$ 、 $P_{EL,\min}^e$  分别为 EL 耗电功率的最大值和最小值。

#### 1.2.2 MR 模型

MR 的主要功能是利用氢气产生甲烷,其运行模型表达式为

$$\begin{cases} P_{MR,i,t}^g = \eta_{MR} P_{MR,i,t}^{hy} \\ \Delta P_{MR,\min}^{hy} \leq P_{MR,i,t}^{hy} - P_{MR,i,t-1}^{hy} \leq \Delta P_{MR,\max}^{hy} \\ P_{MR,\min}^{hy} \leq P_{MR,i,t}^{hy} \leq P_{MR,\max}^{hy} \end{cases} \quad (2)$$

式中:  $P_{MR,i,t}^g$  为甲烷的产出功率;  $\eta_{MR}$  为甲烷输出功率的效率,受催化剂活性、温度、压力影响,通常情况下取值范围在 70%~85%;  $P_{MR,i,t}^{hy}$  为氢能输入的功率;  $\Delta P_{MR,\max}^{hy}$ 、 $\Delta P_{MR,\min}^{hy}$  分别为单位时间内氢能输入功率变化的最大值和最小值;  $P_{MR,\max}^{hy}$ 、 $P_{MR,\min}^{hy}$  分别为 MR 稳定运行的最大、最小氢能输入功率,最小输入功率一般是额定功率的 20%~30%,最大输入功率由设备额定容量决定。

#### 1.2.3 HFC 模型

HFC 通过燃烧氢气产生电能和热能。本文采用热电比可调的 HFC 模型,即

$$\begin{cases} P_{\text{HFC},i,t}^e = \eta_{\text{HFC}}^e P_{\text{HFC},i,t}^{\text{hy}} \\ P_{\text{HFC},i,t}^h = \eta_{\text{HFC}}^h P_{\text{HFC},i,t}^{\text{hy}} \\ \lambda_{\text{HFC}}^{\min} \leq P_{\text{HFC},i,t}^h / P_{\text{HFC},i,t}^e \leq \lambda_{\text{HFC}}^{\max} \\ P_{\text{HFC},\min}^{\text{hy}} \leq P_{\text{HFC},i,t}^{\text{hy}} \leq P_{\text{HFC},\max}^{\text{hy}} \\ \Delta P_{\text{HFC},\min}^{\text{hy}} \leq P_{\text{HFC},i,t}^{\text{hy}} - P_{\text{HFC},i,t-1}^{\text{hy}} \leq \Delta P_{\text{HFC},\max}^{\text{hy}} \end{cases} \quad (3)$$

式中:  $P_{\text{HFC},i,t}^e$ 、 $P_{\text{HFC},i,t}^h$  分别为  $t$  时刻微网  $i$  中 HFC 的电能和热能的输出功率;  $P_{\text{HFC},i,t}^{\text{hy}}$  为氢气的输入功率;  $\eta_{\text{HFC}}^e$ 、 $\eta_{\text{HFC}}^h$  分别为电、热转换效率,  $\eta_{\text{HFC}}^e$  通常取值范围在 40%~60%,  $\eta_{\text{HFC}}^h$  通常取值范围在 30%~50%;  $\lambda_{\text{HFC}}^{\max}$ 、 $\lambda_{\text{HFC}}^{\min}$  分别为热电比上、下限;  $P_{\text{HFC},\max}^{\text{hy}}$ 、 $P_{\text{HFC},\min}^{\text{hy}}$  分别为氢气输入功率的最大值、最小值;  $\Delta P_{\text{HFC},\max}^{\text{hy}}$ 、 $\Delta P_{\text{HFC},\min}^{\text{hy}}$  分别为单位时间内氢气输入功率变化的最大值和最小值。

#### 1.2.4 掺氢 CHP 模型

在不同燃气设备掺入一定比例的氢气, 不仅有助于减少碳排放, 还能提高能源效率。对掺氢比例有一定限制。根据相关研究, 掺氢比例控制在 30% 以内, 设备可安全运行<sup>[34]</sup>。本文构建掺氢比例为 20% 的 CHP 系统模型如式(4)所示。

$$\begin{cases} P_{\text{CHP},i,t} = \delta_{\text{mix}} \left( \frac{P_{\text{CHP},i,t}^{\text{hy}}}{L_{\text{hy}}} + \frac{P_{\text{CHP},i,t}^g}{L_{\text{mh}}} \right) \\ P_{\text{CHP},i,t}^e = \eta_{\text{CHP}}^e P_{\text{CHP},i,t} \\ P_{\text{CHP},i,t}^h = \eta_{\text{CHP}}^h P_{\text{CHP},i,t} \\ \lambda_{\text{CHP}}^{\min} \leq P_{\text{CHP},i,t}^h / P_{\text{CHP},i,t}^e \leq \lambda_{\text{CHP}}^{\max} \\ \delta_{\text{mix}} = \xi_{i,t} L_{\text{hy}} + (1 - \xi_{i,t}) L_{\text{mh}} \\ \xi_{i,t} = \frac{P_{\text{CHP},i,t}^{\text{hy}}}{L_{\text{hy}}} \left/ \left( \frac{P_{\text{CHP},i,t}^{\text{hy}}}{L_{\text{hy}}} + \frac{P_{\text{CHP},i,t}^g}{L_{\text{mh}}} \right) \right. \\ \xi_{i,t} = 20\% \end{cases} \quad (4)$$

式中:  $P_{\text{CHP},i,t}$  为  $t$  时刻微网  $i$  中 CHP 输入的混合燃气功率;  $\delta_{\text{mix}}$  为混合燃气的热值;  $P_{\text{CHP},i,t}^{\text{hy}}$ 、 $P_{\text{CHP},i,t}^g$  分别为 CHP 输入的氢气和天然气功率;  $L_{\text{hy}}$ 、 $L_{\text{mh}}$  分别为氢气和天然气的热值;  $P_{\text{CHP},i,t}^e$ 、 $P_{\text{CHP},i,t}^h$  分别为  $t$  时刻微网  $i$  中 CHP 电能和热能的输出功率;  $\eta_{\text{CHP}}^e$ 、 $\eta_{\text{CHP}}^h$  分别为电、热转换效率;  $\lambda_{\text{CHP}}^{\max}$ 、 $\lambda_{\text{CHP}}^{\min}$  分别为热电比上、下限;  $\xi_{i,t}$  为燃气掺氢比例。

#### 1.2.5 GB 模型

$$\begin{cases} P_{\text{GB},i,t}^h = \eta_{\text{GB}} V^{\text{HV}} P_{\text{GB},i,t}^g \\ P_{\text{GB},\min}^g \leq P_{\text{GB},i,t}^g \leq P_{\text{GB},\max}^g \\ \Delta P_{\text{GB},\min}^g \leq P_{\text{GB},i,t}^g - P_{\text{GB},i,t-1}^g \leq \Delta P_{\text{GB},\max}^g \end{cases} \quad (5)$$

式中:  $P_{\text{GB},i,t}^h$  为  $t$  时刻微网  $i$  内燃气锅炉的产热功率;  $\eta_{\text{GB}}$  为燃气锅炉的产热效率;  $P_{\text{GB},i,t}^g$  为燃气锅炉的耗气功率;  $V^{\text{HV}}$  为天然气的燃烧热值;  $P_{\text{GB},\max}^g$ 、 $P_{\text{GB},\min}^g$  分别为燃气锅炉耗气功率的上、下限;  $\Delta P_{\text{GB},\max}^g$ 、 $\Delta P_{\text{GB},\min}^g$  分别为单位时间内燃气锅炉耗气功率的最大值和最小值。

#### 1.2.6 储能设备模型

本文中微网内部储能设备包含氢能、热能两种形式的能量, 即 HES 和 TES。数学模型及运行约束条件为

$$\begin{cases} E_{i,t}^a = E_{i,t-1}^a + \eta_{\text{chr}}^a P_{a,i,t}^{\text{chr}} - \frac{P_{a,i,t}^{\text{dis}}}{\eta_{\text{dis}}^a} \\ 0.1E_{i,\max}^a \leq E_{i,t}^a \leq 0.9E_{i,\max}^a \\ 0 \leq P_{a,i,t}^{\text{chr}} \leq \varepsilon_{\text{chr},i,t} P_{a,i,t,\max}^{\text{chr}} \\ 0 \leq P_{a,i,t}^{\text{dis}} \leq \varepsilon_{\text{dis},i,t} P_{a,i,t,\max}^{\text{dis}} \\ \varepsilon_{\text{chr},i,t} + \varepsilon_{\text{dis},i,t} \leq 1 \\ E_{i,1}^a = E_{i,24}^a \end{cases} \quad (6)$$

式中:  $E_{i,t}^a$  为  $t$  时刻储能设备储能量;  $a$  为能源种类,  $a = \{\text{HTS}, \text{TES}\}$ , HTS 代表氢能, TES 代表热能;  $\eta_{\text{chr}}^a$ 、 $\eta_{\text{dis}}^a$  分别为储能设备的充、放能效率;  $P_{a,i,t}^{\text{chr}}$ 、 $P_{a,i,t}^{\text{dis}}$  分别为  $t$  时刻储能设备的充、放能功率;  $E_{i,\max}^a$  为储能设备的最大容量;  $P_{a,i,t,\max}^{\text{chr}}$ 、 $P_{a,i,t,\max}^{\text{dis}}$  分别为  $t$  时刻储能设备的最大充、放能功率;  $\varepsilon_{\text{chr},i,t}$ 、 $\varepsilon_{\text{dis},i,t}$  分别为储能设备的充、放电状态变量, 为布尔变量。

## 2 GCT-CET 联合交易机制

### 2.1 CET 机制

碳交易机制是一种基于市场化的碳排放控制手段, 通过政府或监管机构分配碳配额, 允许排放主体在遵守总量控制的前提下, 进行碳配额的买卖。我国通常采用基准线法进行 MG 中免费碳配额量的确定, 根据这一方法, MG 碳配额分配模型为

$$\begin{cases} D_{\text{CHP}} = \sum_{t=1}^T (\alpha_e P_{\text{CHP},i,t}^e + \alpha_h P_{\text{CHP},i,t}^h) \\ D_{\text{GB}} = \sum_{t=1}^T \alpha_h P_{\text{GB},i,t}^h \\ D_{\text{GRID}} = \sum_{t=1}^T \alpha_e P_{\text{grid},i,t} \\ D_{\text{Total}} = D_{\text{CHP}} + D_{\text{GB}} + D_{\text{GRID}} \end{cases} \quad (7)$$

式中:  $D_{\text{CHP}}$  为 CHP 的碳配额;  $T$  为整个调度周期;  $\alpha_e$ 、 $\alpha_h$  分别为单位电量和单位热量的碳排放分配

额基准； $D_{GB}$  为燃气锅炉的碳配额； $D_{GRID}$  为系统向外部电网购电的碳配额； $P_{grid,i,t}$  为微网向外部电网的购电量； $D_{Total}$  为 MG 总的碳配额。

MG 的实际碳排放量模型可表示为

$$\begin{cases} E_{ALL} = \sum_{t=1}^T (\varphi_e P_{CHP,i,t}^c + \varphi_h P_{CHP,i,t}^h + \varphi_h P_{GB,i,t}^h) \\ E_{MR} = \sum_{t=1}^T \varphi_{MR} P_{MR,t}^s \\ E_{Total} = E_{ALL} - E_{MR} \end{cases} \quad (8)$$

式中： $E_{ALL}$  为微网在  $t$  时刻由 CHP 和 GB 产生的  $CO_2$  排放量； $\varphi_e$ 、 $\varphi_h$  分别为单位电量和单位热量碳排放系数； $E_{MR}$  为 MR 在  $t$  时刻吸收的  $CO_2$  量； $\varphi_{MR}$  为 MR 吸收  $CO_2$  的效率系数； $E_{Total}$  为微网总的碳排放量。

碳排放权  $E_{CO_2}$  可由式(9)进行计算。

$$E_{CO_2} = E_{Total} - D_{Total} \quad (9)$$

本文采用阶梯式碳交易策略计算 CET 成本, 可表示为

$$C^{CET} = \begin{cases} -\rho E_{CO_2}, & E_{CO_2} < 0 \\ \rho E_{CO_2}, & 0 \leq E_{CO_2} < d \\ \rho(1+\lambda)(E_{CO_2} - d) + \rho d, & d \leq E_{CO_2} < 2d \\ \rho(1+2\lambda)(E_{CO_2} - 2d) + \rho(2+\lambda)d, & 2d \leq E_{CO_2} < 3d \\ \rho(1+3\lambda)(E_{CO_2} - 3d) + \rho(3+3\lambda)d, & 3d \leq E_{CO_2} < 4d \\ \rho(1+4\lambda)(E_{CO_2} - 4d) + \rho(4+4\lambda)d, & E_{CO_2} \geq 4d \end{cases} \quad (10)$$

式中： $C^{CET}$  为 MG 的 CET 成本； $\rho$  为碳交易的基价； $\lambda$  为交易价格的增长幅度； $d$  为区间长度。

## 2.2 GCT 机制

GCT 机制是我国为促进新能源发电和绿色电力使用所设立的一种认证制度。该机制与新能源配额制度结合, 要求用户用电中包含一定比例的新能源, 以促进绿色电力消费。当系统持有绿证数量不足以满足配额时, 需购买补足; 超出配额则可出售获益。MG 实际持有绿证数量可表示为

$$\begin{cases} E_{MG} = \sum_{t=1}^T \delta_e P_{Load,i,t}^c \\ E_{NEW} = \sum_{t=1}^T k_{green} P_{NEW,i,t} \\ E_{GCT} = E_{MG} - E_{NEW} \end{cases} \quad (11)$$

式中： $E_{MG}$  为微网所需持有的绿证配额； $\delta_e$  为绿证数量配额系数； $P_{Load,i,t}^c$  为微网在  $t$  时刻的电负荷功率； $E_{NEW}$  为微网新能源发电获得的绿证数量； $k_{green}$  为新能源发电量与绿证数量之间的转化系数, 每本绿证对应 1 MWh 的并网风电； $P_{NEW,i,t}$  为  $t$  时刻新能源输出的电功率； $E_{GCT}$  为可参与绿证交易的绿证量。

在绿证交易初期, 政府赋予市场定价权, 使交易双方可通过协商确定价格, 随着 GCT 和 CET 之间的关联性逐渐增强, 碳市场的价格波动可能会直接影响到绿证的价格。因此, 受阶梯式碳交易模式的启发, 本文设计了一种阶梯式绿证交易方法。

阶梯型 GCT 成本可表示为

$$C^{GCT} = \begin{cases} -\rho_g E_{GCT}, & E_{GCT} < 0 \\ \rho_g E_{GCT}, & 0 \leq E_{GCT} < l \\ \rho_g(1+\lambda_g)(E_{GCT} - l) + \rho_g l, & l \leq E_{GCT} < 2l \\ \rho_g(1+2\lambda_g)(E_{GCT} - 2l) + \rho_g(2+\lambda_g)l, & 2l \leq E_{GCT} < 3l \\ \rho_g(1+3\lambda_g)(E_{GCT} - 3l) + \rho_g(3+3\lambda_g)l, & 3l \leq E_{GCT} < 4l \\ \rho_g(1+4\lambda_g)(E_{GCT} - 4l) + \rho_g(4+4\lambda_g)l, & E_{GCT} \geq 4l \end{cases} \quad (12)$$

式中： $C^{GCT}$  为 MG 承担的 GCT 成本； $\rho_g$  为绿证交易的基价, 本文取 50 元/本； $\lambda_g$  为交易价格的增长幅度； $l$  为区间长度。

## 2.3 GCT-CET 机制

GCT-CET 机制的运行框架图如图 3 所示。绿证作为可再生能源发电的环境价值凭证, 其本质属性就包含了显著的碳减排效益。在完成绿证权益的清晰界定和归属分配后, 运营商可以根据其所持有的绿证数量计算对应的碳减排量, 用于直接抵消系统运行产生的部分碳排放量, 从而影响其在碳交易市场的配额需求和交易策略。GCT-CET 机制的具体步骤如下。

### 1) 计算绿证对应的碳减排量

鉴于我国能源结构中以燃煤发电为主导, 可通过对比新能源发电与燃煤发电的碳排放强度差异, 来量化绿证所对应的碳减排量, 如式(13)所示。

$$\begin{cases} \varphi_{green} = D_{coal} - D_{green} \\ E_{green} = \varphi_{green} E_{MG} \end{cases} \quad (13)$$

式中： $\varphi_{green}$  为绿证对应的碳减排系数； $D_{green}$ 、 $D_{coal}$  分别为新能源发电和传统燃煤发电在调度周期内的

碳排放量;  $E_{\text{green}}$  为绿证对应的碳减排量。

## 2) 碳排放权更新

根据式(13)重新计算微网的碳排放权, 如式(14)所示。

$$E_{\text{CO}_2} = E_{\text{Total}} - D_{\text{Total}} - E_{\text{green}} \quad (14)$$

更新后的碳排放权将重新参与到碳交易中。

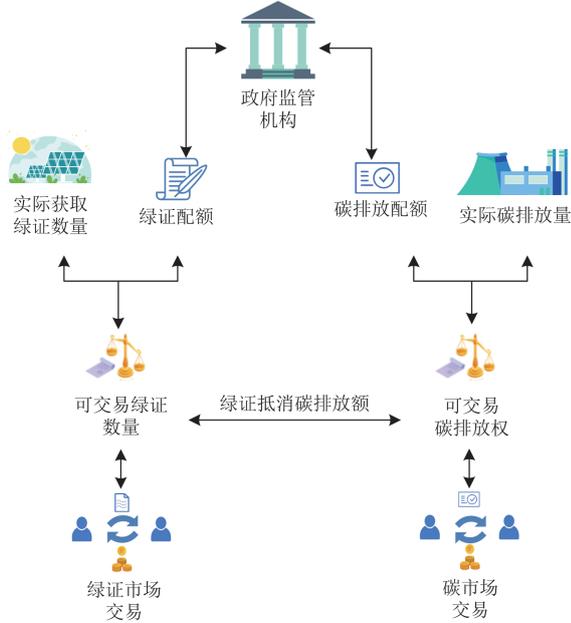


图3 GCT-CET 机制运行框架图

Fig. 3 Framework for the operation of GCT-CET

## 3 系统建模

### 3.1 共享储能建模

#### 3.1.1 目标函数

共享储能运行总成本  $C^{\text{SES}}$  包括日均投资成本  $C^{\text{inv}}$ 、维护成本  $C^{\text{in}}$ 、充放电损耗成本  $C^{\text{loss}}$  和电能交互成本  $C^{\text{ses,mg}}$ , 表达式如式(15)所示。

$$\begin{cases} \min C^{\text{SES}} = \min(C^{\text{inv}} + C^{\text{in}} + C^{\text{loss}} + C^{\text{ses,mg}}) \\ C^{\text{inv}} = \frac{\omega \lambda_p P^{\text{ses}} + \omega \lambda_c E^{\text{ses}}}{T_{\text{ses}}} \\ C^{\text{in}} = \frac{\beta_p P^{\text{ses}} + \beta_c E^{\text{ses}}}{T_{\text{ses}}} \\ C^{\text{loss}} = \zeta^{\text{ses}} \sum_{t=1}^T (P_t^{\text{ses,ch}} + P_t^{\text{ses,dis}}) \\ C^{\text{ses,mg}} = \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T (\tau_{i,t}^{\text{ses,mg}} P_{i,t}^{\text{ses,mg}}) \\ \omega = \frac{\gamma_0 (1 + \gamma_0)^m}{(1 + \gamma_0)^m - 1} \end{cases} \quad (15)$$

式中:  $\omega$  为 SES 的折旧系数;  $\lambda_p$ 、 $\lambda_c$  分别为 SES 的单位功率和单位容量的投资成本;  $P^{\text{ses}}$  为额定功率;  $E^{\text{ses}}$  为额定容量;  $T_{\text{ses}}$  为 SES 设备使用天数;  $\beta_p$ 、 $\beta_c$  分别为 SES 的单位功率和单位容量的运维成本;  $\zeta^{\text{ses}}$  为充放电单位功率损耗系数;  $P_t^{\text{ses,ch}}$ 、 $P_t^{\text{ses,dis}}$  分别为 SES 在  $t$  时刻的充、放电功率;  $\tau_{i,t}^{\text{ses,mg}}$  为 SES 期望与微网  $i$  交互的电价;  $P_{i,t}^{\text{ses,mg}}$  为 SES 期望与微网  $i$  交互的功率;  $m$  为使用年限;  $\gamma_0$  为贴现率, 本文取 0.9;  $I$  为微网的个数。

#### 3.1.2 约束条件

##### 1) 状态运行约束

$$\begin{cases} S_{\min} \leq S_t \leq S_{\max} \\ S_0 \leq S_T \\ S_t = S_{t-1} + (\eta^{\text{ses,ch}} P_t^{\text{ses,ch}} - P_t^{\text{ses,dis}} / \eta^{\text{ses,dis}}) / E_{\max} \end{cases} \quad (16)$$

式中:  $S_t$  为 SES 在  $t$  时刻的荷电状态;  $S_{\max}$ 、 $S_{\min}$  分别为荷电状态的上、下限;  $S_0$ 、 $S_T$  分别为 SES 的初始和  $T$  时段的荷电状态;  $\eta^{\text{ses,ch}}$ 、 $\eta^{\text{ses,dis}}$  分别为 SES 的充、放电效率。

##### 2) 充放电功率约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_t^{\text{ses,ch}} \leq \mu_t^{\text{ses}} P_{\max}^{\text{ses,ch}} \\ 0 \leq P_t^{\text{ses,dis}} \leq (1 - \mu_t^{\text{ses}}) P_{\max}^{\text{ses,dis}} \end{cases} \quad (17)$$

式中:  $P_{\max}^{\text{ses,ch}}$ 、 $P_{\max}^{\text{ses,dis}}$  分别为 SES 的最大充、放电功率;  $\mu_t^{\text{ses}}$  为 0、1 状态变量。

##### 3) 功率平衡约束

$$P_t^{\text{ses,ch}} - P_t^{\text{ses,dis}} = \sum_{i=1}^I P_{i,t}^{\text{ses,mg}} \quad (18)$$

## 3.2 微网运营商模型

### 3.2.1 目标函数

单个 MG 运行成本包括能源购买成本  $C_i^{\text{grid}}$ 、MG 与 SES 电能交易成本  $C_i^{\text{mg,ses}}$ 、电能传输的过网成本  $C_i^{\text{net}}$ 、CET 成本  $C_i^{\text{CET}}$ 、GCT 成本  $C_i^{\text{GCT}}$ , 其表达式如式(19)所示。

$$\begin{cases} \min C_i^{\text{MG}} = \min(C_i^{\text{grid}} + C_i^{\text{mg,ses}} + C_i^{\text{net}} + C_i^{\text{CET}} + C_i^{\text{GCT}}) \\ C_i^{\text{grid}} = \sum_{t=1}^T (\tau_{e,t}^{\text{grid}} P_{\text{grid},i,t} + \tau_{\text{gas}}^{\text{grid}} P_{\text{grid},i,t}^{\text{g}}) \\ C_i^{\text{mg,ses}} = \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T (\tau_{i,t}^{\text{mg,ses}} P_{i,t}^{\text{mg,ses}}) \\ C_i^{\text{net}} = \tau_i^{\text{ex}} \sum_{t=1}^T P_{i,t}^{\text{mg,ses}} \end{cases} \quad (19)$$

式中:  $\tau_{e,t}^{\text{grid}}$  为微网  $t$  时刻向外界电网的购电价;

$\tau_{\text{gas}}^{\text{grid}}$  为微网向天然气网的购气价;  $P_{\text{grid},i,t}$  为微网向外部电网购电功率;  $P_{\text{grid},i,t}^{\text{g}}$  为微网向外部天然气网购气的功率;  $\tau_{i,t}^{\text{mg,ses}}$  为微网  $i$  期望与 SES 交互的电价;  $P_{i,t}^{\text{mg,ses}}$  为微网  $i$  期望与 SES 交互的功率;  $\tau_i^{\text{ex}}$  为微网  $i$  与 SES 电能交互的过网电价。

### 3.2.2 约束条件

#### 1) 与外界能量交互约束

$$P_{\min}^{\text{mg,ses}} \leq P_{i,t}^{\text{mg,ses}} \leq P_{\max}^{\text{mg,ses}} \quad (20)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{grid},i,t} \leq P_{\text{grid,max}} \\ 0 \leq P_{\text{grid},i,t}^{\text{g}} \leq P_{\text{grid,max}}^{\text{g}} \end{cases} \quad (21)$$

式中:  $P_{\max}^{\text{mg,ses}}$ 、 $P_{\min}^{\text{mg,ses}}$  分别为微网  $i$  期望与共享储能交互电量的上、下限;  $P_{\text{grid,max}}$ 、 $P_{\text{grid,max}}^{\text{g}}$  分别为微网  $i$  向外界的购电量和购气量的最大值。

#### 2) 功率平衡约束

$$\begin{cases} P_{\text{NEW},i,t} + P_{\text{CHP},i,t}^{\text{c}} + P_{\text{HFC},i,t}^{\text{c}} + P_{\text{grid},i,t} = \\ P_{\text{Load},i,t}^{\text{c}} + P_{i,t}^{\text{mg,ses}} + P_{\text{EL},i,t}^{\text{c}} \\ P_{\text{CHP},i,t}^{\text{h}} + P_{\text{HFC},i,t}^{\text{h}} + P_{\text{TES},i,t}^{\text{dis}} + P_{\text{GB},i,t}^{\text{h}} = P_{\text{Load},i,t}^{\text{h}} + P_{\text{TES},i,t}^{\text{chr}} \\ P_{\text{EL},i,t}^{\text{hy}} + P_{\text{HES},i,t}^{\text{dis}} = P_{\text{CHP},i,t}^{\text{hy}} + P_{\text{MR},i,t}^{\text{hy}} + P_{\text{HFC},i,t}^{\text{hy}} + P_{\text{HES},i,t}^{\text{chr}} \\ P_{\text{Grid},i,t}^{\text{g}} + P_{\text{MR},i,t}^{\text{g}} = P_{\text{CHP},i,t}^{\text{g}} + P_{\text{GB},i,t}^{\text{g}} \end{cases} \quad (22)$$

式中:  $P_{\text{Load},i,t}^{\text{h}}$  为  $t$  时刻微网  $i$  中的热负荷功率。

## 4 多微网-共享储能多主体合作运行谈判模型及求解

### 4.1 纳什谈判原理

纳什谈判标准模型如式(23)所示。

$$\begin{cases} \max \prod_{b \in B} (U_{b,0} - U_b) \\ \text{s.t.} \quad U_{b,0} \geq U_b \end{cases} \quad (23)$$

式中:  $B$  为参与谈判的成员集合;  $U_{b,0}$  为成员  $b$  合作前的成本, 即纳什谈判破裂点;  $U_b$  为成员  $b$  进行谈判后的运行成本。

### 4.2 共享储能-多微网系统合作运行谈判模型

在 MMG-SES 中, 各主体希望通过谈判找到最佳策略, 以实现自身收益的最大化。因此, 合理确定 SES 与 MG 之间的电能交易量和价格, 成为双方关注的的关键问题。在合作博弈框架下, 纳什谈判方法能够在平衡个体利益与整体收益的同时, 确保公平合理的资源分配, 从而实现整体效益的优化。依据纳什谈判原理, 本文纳什谈判模型表示为

$$\begin{cases} \max (C^{\text{SES},0} - C^{\text{SES}}) \prod_{i=1}^I (C_i^{\text{MG},0} - C_i^{\text{MG}}) \\ \text{s.t.} \quad C^{\text{SES},0} - C^{\text{SES}} \geq 0 \\ C_i^{\text{MG},0} - C_i^{\text{MG}} \geq 0 \end{cases} \quad (24)$$

式(16)一式(18), 式(20)一式(22)

式中:  $C^{\text{SES},0}$ 、 $C^{\text{SES}}$  分别为 SES 参与合作前、后的成本;  $C_i^{\text{MG},0}$ 、 $C_i^{\text{MG}}$  分别为微网  $i$  参与合作运行前、后的成本。

针对式(24)非凸非线性优化问题存在解析困难的特点, 本文基于均值不等式原理, 将原问题分解为两个较为简单的子问题。等效证明过程见附录 A。

#### 子问题 1: 合作成本最小化问题

$$\begin{cases} \min \left[ C^{\text{SES}'} + \sum_{i=1}^I C_i^{\text{MG}'} \right] \\ \text{s.t.} \quad P_{i,t}^{\text{ses,mg}} = P_{i,t}^{\text{mg,ses}} \\ \text{式(16)一式(18)} \\ \text{式(20)一式(22)} \end{cases} \quad (25)$$

式中:  $C^{\text{SES}'}$  为 SES 参与合作后不含有与 MG 成员交互成本的运行成本;  $C_i^{\text{MG}'}$  为 MG 成员参与合作后不含有与 SES 交互成本的运行成本。

#### 子问题 2: 交易电价最大化问题

$$\begin{cases} \min \{ -[\ln(C^{\text{SES},0} - C^{\text{SES}'}) - C^{\text{ses,mg}}] + \\ \sum_{i=1}^I \ln(C_i^{\text{MG},0} - C_i^{\text{MG}'}) - C_i^{\text{mg,ses}} \} \\ \text{s.t.} \quad C^{\text{SES},0} - C^{\text{SES}'} - C^{\text{ses,mg}} \geq 0 \\ C_i^{\text{MG},0} - C_i^{\text{MG}'} - C_i^{\text{mg,ses}} \geq 0 \\ \text{式(16)一式(18)} \\ \text{式(20)一式(22)} \end{cases} \quad (26)$$

式中:  $C^{\text{SES}'}$  和  $C_i^{\text{MG}'}$  为子问题 1 中求得的最优解。

### 4.3 基于 ADMM 的问题求解

鉴于转换后的式(25)和式(26)具有可分离线性约束与凸函数的结构特征, 本文采用基于 ADMM 分布式算法, 通过构造拉格朗日乘子将全局优化问题解耦为多个局部子问题进行求解。具体求解步骤见附录 B。

## 5 算例分析

### 5.1 基础数据

本文通过构建 3 个微网与共享储能之间的能源共享算例来验证所提方法的有效性。配电网分时电价见附录 C 图 C1; 各个微网的负荷曲线和新能源出力预测曲线见附录 C 图 C2—图 C4; 共享储能电

站相关参数见附录 C 表 C1; 各微网中的设备容量和运行参数见附录 C 表 C2; 在 CET 和 GCT 机制方面的相关参数见附录 C 表 C3; 天然气网售气价格取 0.45 元/m<sup>3</sup>。在 MATLAB 2021A 环境下采用 ADMM 算法对模型进行求解。

## 5.2 不同方案下结果分析

本节通过设定 5 种不同方案进行对比分析来验证所提方法的经济性、环保性, 具体方案及其对比因素如表 1 所示, 其中“√”表示该方案考虑了相应因素。表 2 为 5 种方案下的各项成本对比结果。表 3 为 5 种方案下的碳排放量对比结果。

表 1 方案对比表

Table1 Comparison chart of plans

方案	共享储能	氢能多元利用	碳交易	碳交易-绿证联合
1	√	×	×	×
2	√	√	×	×
3	√	√	√	×
4	√	√	√	√
5	×	√	√	√

表 2 方案成本对比结果

Table 2 Comparison of cost result of plans

方案	元				
	共享储能成本	MG1 成本	MG2 成本	MG3 成本	联盟总成本
1	-779.69	29 356.35	15 373.31	6116.19	50 066.17
2	-950.00	28 922.57	14 565.26	5833.58	48 371.42
3	-978.05	28 738.75	14 457.02	5706.01	47 923.74
4	-984.13	28 674.56	14 391.85	5614.07	47 696.35
5	0	29 651.23	15 365.01	6568.29	51 584.53

表 3 方案碳排放量对比

Table 3 Comparison of carbon emissions of plans

方案	kg			
	MG1 碳排放量	MG2 碳排放量	MG3 碳排放量	微网系统总碳排放量
1	21 862.36	11 863.21	11 011.01	44 736.58
2	21 352.54	9672.68	10 141.00	41 166.23
3	21 005.50	9171.86	10 007.98	40 185.34
4	20 031.53	8647.63	9141.95	37 821.12
5	24 653.35	12 827.61	10 286.42	47 767.39

### 5.2.1 氢能多元利用模型效益分析

相较于方案 1 采用 MMG-SES 合作模型, 方案 2 在方案 1 的基础上引入包含 EL、HFC 和掺氢 CHP 的氢能多元利用模型。通过 EL 利用夜间富余的风电资源制氢, 将本可能被弃用的风能转化为氢能储存, 提升了能源的利用效率。HFC 消纳富裕的氢能。在能源需求高峰时通过掺氢 CHP 和 HFC 生产热能

和电能, 这种削峰填谷模式降低了配电网的负载压力, 减少了对外部配电网的购能需求和对 SES 的充放电需求, 降低了 SES 和 MG 的运行成本和购能成本。通过在 CHP 系统掺氢替代部分天然气燃料, 减少了化石燃料的使用, 进一步降低了燃料成本和碳排放相关成本。

由表 2 和表 3 可知, 相较于方案 1, 方案 2 的共享储能成本降低了 170.31 元, 各微网成本分别降低了 433.78 元、808.05 元、282.61 元, 联盟总成本降低了 1694.75 元, 碳排放量分别降低了 509.82 kg、2190.53 kg、870.01 kg, 系统总的碳排放量降低了 3570.35 kg。共享储能成本、联盟总成本下降率分别为 21.84%、3.38%, 微网系统碳排放量下降率为 7.98%, 验证了氢能利用环节的有效性。

### 5.2.2 绿证-碳联合交易机制的有效性分析

#### 1) 绿证-碳联合交易机制微网收益和碳排放量分析

对比方案 2 和方案 3, 方案 3 在方案 2 的基础上引入了 CET 成本, 由于微网内部清洁机组占比较高和氢能的多元利用, 微网内部碳配额大于碳排放量, 微网可在 CET 市场中出售富裕的碳配额, 从而获得一部分收益。此外, CET 成本的引入对微网的电力调度策略产生了约束作用, 使得外购电力成本进一步降低, 从而促使微网减少对外部电网的依赖, 进而优先利用本地能源资源。由表 2 和表 3 可知, 方案 3 相较于方案 2, 各微网的成本分别下降了 183.82 元、108.24 元和 127.57 元, 联盟总成本下降了 447.68 元, 碳排放量分别下降了 347.04 kg、500.82 kg 和 133.02 kg, 微网系统总碳排放量下降了 980.89 kg, 验证了 CET 机制的有效性。相较于方案 2 和方案 3, 方案 4 在微网优化模型中引入了 GCT-CET 机制, 该机制的核心在于, 碳排放权考核时, 可以利用新能源供能所带来的碳减排量来抵消部分碳排放, 从而间接影响 CET 交易策略。微网能够通过增加清洁能源的消纳比例来减少碳配额的消耗, 使得整体碳排放水平进一步下降, 微网系统在购入以及调整机组出力方面的积极性也相应提高。由表 2 和表 3 可知, 方案 4 相较于方案 3, 各微网的成本分别下降了 64.19 元、65.17 元和 91.94 元, 联盟总成本下降了 227.39 元, 碳排放量分别下降了 973.97 kg、524.23 kg 和 866.03 kg, 总碳排放量下降了 2364.22 kg, 验证了本文所提出的 GCT-CET 机制在提升微网低碳经济性方面的有效性。

#### 2) 绿证-碳联合交易机制敏感性分析

在方案 5 的研究框架下, 针对 GCT-CET 交易机制的敏感性特性进行了深入探讨, 重点分析了不

同价格条件对该机制运行成本的影响。不同基价对 GCT-CET 交易总成本的影响如图 4 所示。由图 4 可知：在保持 GCT 基准价格不变的前提下，提高 CET 基准价格将促使微网优化其碳配额交易策略，从而降低 GCT-CET 总成本；反之，当 CET 基准价格保持恒定时，提高 GCT 基准价格则会直接导致 GCT-CET 总成本上升。

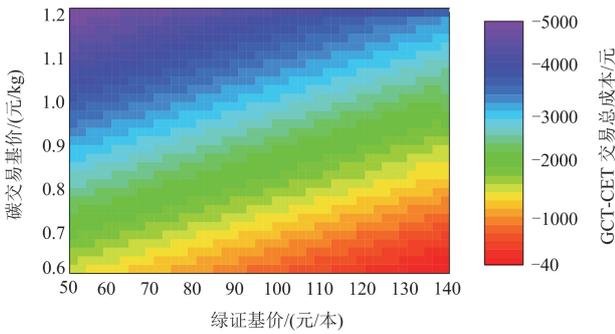


图 4 GCT-CET 交易总成本  
Fig. 4 Total costs of GCT-CET

当 GCT 基准价格较低时，微网能够充分利用其多余的 GCT 以抵扣部分碳排放量，从而有效扩大可用碳排放配额，CET 市场购买成本随着下降。然而，当 GCT 基准价格升高时，微网的交易意愿显著降低，导致 GCT 和 CET 之间的协同效应减弱。这时，微网不能有效利用低成本的 GCT 来抵扣碳排放，转而依赖 CET 市场来弥补碳配额的不足，导致 CET 成本显著增加。同时随着 GCT 与 CET 交互强度的减弱，整个微网系统的 GCT-CET 总成本也随之上升。这一研究结论与先前在方案 3 与方案 4 中获得的比对结果是一致的，进一步验证了 GCT-CET 在优化碳排放管理、降低总成本方面的显著作用。同时也揭示了 GCT 与 CET 基准价格水平直接影响到二者之间的交互意愿。

### 5.2.3 共享储能参与合作模式有效性分析

表 2 中正值表示成本，负值表示收益。相较于方案 5，方案 4 中 SES 参与合作运行，MG1、MG2 和 MG3 的成本分别降低了 984.13 元、976.67 元和 954.22 元。方案 5 中 SES 未参与合作运行，故其运行成本为 0 元，方案 4 中 SES 的成本降低了 984.13 元。此外，由 SES 与 MMG 组成的联盟总体成本降低了 3888.16 元。由此验证了合作博弈模型在降低运行成本方面的有效性。

表 4 为各微网主体在合作前后向外部电网购电情况。由表 4 可知，相较于方案 5，方案 4 中 MG1 和 MG3 向配电网购买的电能分别下降了 691.98 kWh

和 1119.4 kWh，大幅度减少了微网向外界配电网购电成本。这一结果表明，通过 MMG-SES 合作运行的方式，不同微网之间能够实现能源的灵活交互与调度，从而降低了微网对外部配电网的依赖程度，对各主体的运行效益均起到了提升的作用。

表 4 各微网主体合作前后向配电网的购电量

Table 4 Power purchases from the distribution grid before and after the cooperation of each microgrid entity

方案	kWh			
	MG1	MG2	MG3	MMG 总购电量
4	15 161.08	3032.60	3912.86	22 106.54
5	15 853.06	2814.87	5032.26	23 700.19

## 5.3 仿真结果分析

### 5.3.1 各主体电能交易分析

通过子问题 1 的求解，共享储能荷电状态及净充放电功率曲线如图 5 所示，其中储能充电功率为正，放电功率为负。共享储能与 3 个微网间的净交互电量如图 6 所示，其中微网向储能售电功率为正，向储能购电功率为负。

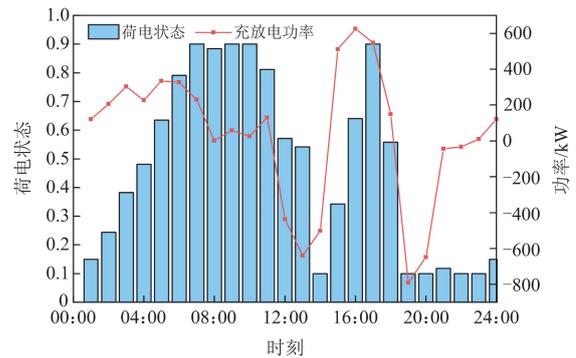


图 5 SES 荷电状态及净充放电功率曲线

Fig. 5 SOC and net charge and discharge power curve of SES

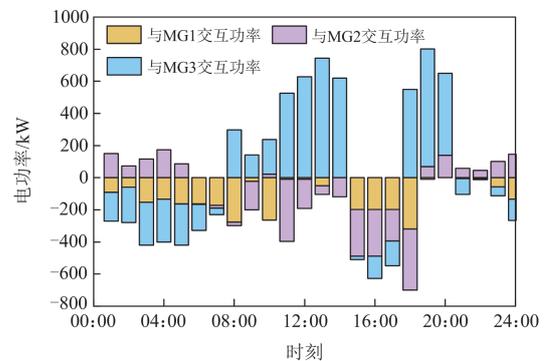


图 6 共享储能和微网的净电能交互量

Fig. 6 Net electric energy interaction between SES and microgrids

由图 5 和附录 C 图 C1 可知, 共享储能通过电价谷期和平期充电、电价峰期放电, 高效利用峰谷价差实现“高发低储”, 提升微网联盟经济效益。共享储能能在 08:00 和 23:00 的充放电功率接近于 0, 此时微网系统内部出力基本满足负荷需求, 达到供需平衡。分析表明, 能源供应及负荷分布会影响共享储能的充放电策略, 微网内优先以自身设备出力作为能源供给, 由共享储能填补电能缺口。

由图 6 和附录 C 图 C2 可知, 在整个 24 h 调度期间, MG1 自发电能小于用电需求。因此, MG1 除了增加向外部电网购电和通过 HFC 转换电能外, 还通过向 SES 购电的方式获取电能。

由图 6 和附录 C 图 C3 可知, 在 06:00—18:00 时段, MG2 中风力发电处于低谷, 电能需求上升使得供小于求, MG2 采取从 SES 购电的方式来进一步保障其电能供应, 而在风力发电充足的其余时段, 通过向 SES 售电以消纳多余的风力发电量。

由图 6 和附录 C 图 C4 可知, MG3 在 08:00—14:00 以及 18:00—20:00 时段, 光伏发电充足, 电力负荷功率相对较低, MG3 在满足自身负荷的前提下通过向 SES 售电实现多余电能的消纳。在 15:00—17:00 时段, 电力需求增加, 光伏出力无法满足电能需求, 除了通过其他能源转换设备发电外, MG3 通过向 SES 购电以满足自身电能需求。

综上所述, MMG 通过与 SES 实现电能共享, 能够灵活调整电力供应, 充分利用本地可再生能源, 避免能源浪费, 促进各微网的供需平衡。

### 5.3.2 微网系统优化结果分析

本节选取 MG2 的优化结果进行分析。图 7、图 8 分别为 MG2 的电能和热能优化结果。

由图 7 和图 8 可知, 在 00:00—08:00 和 18:00—24:00 两个时段, 为满足较高的热能负荷需

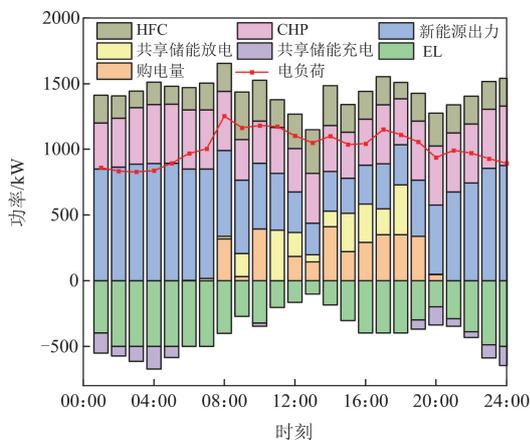


图 7 MG2 电能优化结果

Fig. 7 MG2 electric energy optimization results

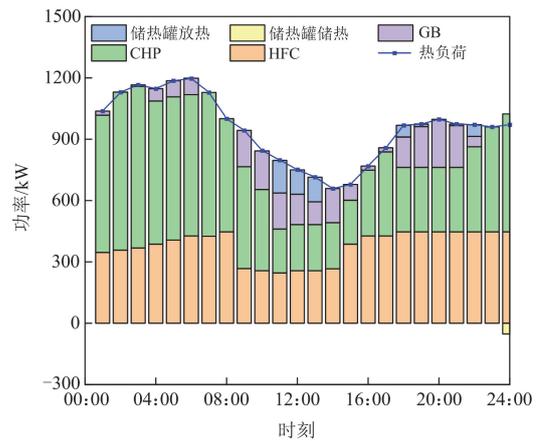


图 8 MG2 热能优化结果

Fig. 8 MG2 thermal energy optimization results

求, CHP 热出力增大, 同时 HFC 增大产热功率。此时, 系统电负荷相对较小, 由于 CHP 的“以热定电”特性, 导致 CHP 电出力较高, 同时因为夜间风力发电充足, 电能供给大于需求。由于微网中引入了由 EL、HFC、掺氢 CHP 构成的氢能利用环节, 可通过 EL 将风电转换为氢能, 提高了夜间风电功率消纳能力, HFC 消纳富裕的氢气后, 通过掺氢 CHP 进行热电生产, 提升了能源利用效率, 降低了系统购能成本。剩余的电能通过出售给 SES 实现能源共享。在 08:00—18:00 时段, 热负荷处于低谷, CHP 热电出力减小, 电能需求增加。CHP 电出力和风力发电不足, 导致微网系统电能供不应求, 微网内部一方面减少 HFC 和 EL 用电, 另一方面通过向上级电网和共享储能购电满足自身用电需求。

### 5.3.3 各主体交易电价和效益分析

通过对子问题 1 进行分布式计算, 并经过多次迭代, 最终得到各个 MG 与 SES 的最佳电能交换量。基于这个结果, 得到各个 MG 与 SES 之间的最优电能交易价格如图 9 所示。由图 9 可知, 每一时段下各 MG 与 SES 的最优交易电价均低于外部电网的售电价。在电价的驱动下, MG 与 SES 将优先进行电能交互, 有助于提升合作双方的收益, 并减少双方的交易成本。

基于方案 4 的各主体效益提升如表 5 所示, 根据表 5 中数据可知, 在谈判破裂点时, 各微网单独运行成本分别为 29 651.23 元、15 365.01 元和 6568.29 元, 共享储能由于没有与微网进行电能交互, 成本为 0 元, 联盟总成本为 51 584.5 元。由于合作成本未考虑共享储能与各微网之间的电能支付成本, 因此联盟的合作成本和最终成本是一样的, 均为 47 696.38 元。最终成本是在合作成本基础上,

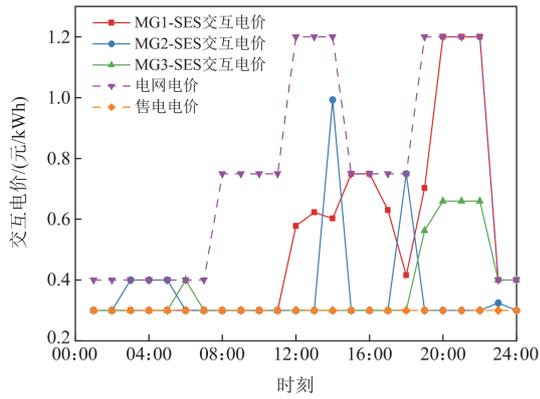


图 9 共享储能和微网的电能交易价格

Fig. 9 Electric energy trading price between SES and microgrids

各主体通过谈判协商后分摊电能交易支付费用而形成的总成本。由于联盟的形成并不会改变共享储能与微网之间原有的电能交易支付成本，尽管各主体的合作成本与总成本有区别，但联盟总成本仍保持 47 696.38 元不变。共享储能与微网系统合作运行后，联盟效益增加了 3888.19 元，其中微网 1、微网 2、微网 3 和共享储能效益分别增加 976.67 元、973.16 元、954.22 元和 984.13 元。这一结果表明，本文的优化策略能够在保障主体利益的基础上，实现联盟整体利益优化。通过建立公平的利益分配机制，激发储能系统与微网参与电能交互的积极性，最终实现各主体成本与联盟总成本的同步下降。

表 5 各主体效益提升

Table 5 Benefit enhancement of each entity

主体	元				
	谈判破裂点成本	合作成本	支付成本	最终成本	效益提升值
SES	0	1090.68	2074.81	-984.13	984.13
MG1	29 651.23	26 978.08	-1696.48	28 674.56	976.67
MG2	15 365.01	12 894.17	-1497.68	14 391.85	973.16
MG3	6568.29	6733.42	1119.35	5614.07	954.22
联盟	51 584.5	47 696.38	0	47 696.38	3888.19

### 5.3.4 ADMM 分布式优化算法分析

本节将对 ADMM 算法与集中式算法在微网运行成本和运行时间两个方面进行对比分析，以验证 ADMM 算法的优越性。表 6 和表 7 分别为两种算法下各主体的日运行成本和不同数目微网合作博弈下的计算时间。

由表 6 和表 7 数据可知，ADMM 分布式优化方案与集中式方法相比，运行成本存在微小差距，误差处于可接受范围，其计算效率随系统规模扩增呈现显著优势。具体而言：在 6 个微网场景下，集中式算法仍保持计算速度优势；当数量增加至 12 个微

网时，ADMM 算法的求解耗时已小于集中式方法；当数量增加至 24 个时，集中式方法的计算时间增至 ADMM 算法的两倍以上。这种性能的差异在于集中式方法在求解时需协调所有微网的详细运行参数，其计算复杂度随节点数量增加呈现非线性增大；而 ADMM 通过局部迭代与有限信息交互，在实现数据隐私保护的同时使得计算资源消耗基本不受系统规模的影响，具有更强的可扩展性。

表 6 两种算法下各主体的日运行成本

Table 6 Daily operation cost of each entity with two algorithms

主体	日运行成本/元	
	集中式算法	ADMM 算法
SES	-985.94	-984.13
MG1	28 658.13	28 674.56
MG2	14 365.02	14 391.85
MG3	5608.58	5614.07
联盟	47 647.89	47 696.38

表 7 两种算法下不同数目微网的计算时间

Table 7 Computational time of different numbers of microgrids with two algorithms

算法	计算时间/s			
	6 个 MG	8 个 MG	12 个 MG	24 个 MG
集中式	187	497	809	2401
ADMM	456	508	612	981

## 6 结论

本研究提出了基于氢能多元利用与 GCT-CET 交易机制的多微网-共享储能优化策略，通过引入电-氢多元利用模型和 GCT-CET 联合交易机制，提升了系统能源利用率，建立了绿证与碳市场的价值转化通道，实现了系统运行成本和碳排放量的显著降低。经过仿真验证，主要结论如下：

1) 本文提出的 MMG-SES 合作运行策略，通过优化定价策略，不仅显著提升了各方的运行收益，还有效减少了系统的碳排放和对大电网的依赖。

2) 在微网内部引入氢能多元利用模型有效提升了新能源消纳能力，同时降低了系统运行成本和碳排放。

3) 对 GCT-CET 联合机制的有效性进行了分析。GCT-CET 联合交易机制通过量化绿证的碳减排价值，使微网在参与绿证交易的同时获得碳市场收益，能有效激发 MG 的降碳潜力，降低微网系统运行成本。

4) ADMM 分布式算法在保持各参与主体数据隐私的同时，其准确性可逼近集中式算法的全局最优，同时有效解决了传统集中式方法难以适应主体数量变化的局限性。

本研究当前采用确定性模型处理源-荷预测数据, 未充分计及风光出力与负荷需求的不确定性影响。后续研究将重点考虑建立不确定性量化模型, 提升系统优化模型的鲁棒性。

## 附录 A

根据算数-几何均值不等式, 可得

$$\begin{aligned} (C^{\text{SES},0} - C^{\text{SES}}) \prod_{i=1}^I (C_i^{\text{MG},0} - C_i^{\text{MG}}) &\leq \\ (C^{\text{SES},0} - C^{\text{SES}}) \left[ \frac{1}{I} \sum_{i=1}^I (C_i^{\text{MG},0} - C_i^{\text{MG}}) \right]^I &\quad (\text{A1}) \end{aligned}$$

式中:  $C^{\text{SES},0}$  和  $C_i^{\text{MG},0}$  是不变的, 只有  $C^{\text{SES}}$  和  $C_i^{\text{MG}}$  取最小时, 不等式右边取最大, 因此式(A1)转换为

$$\min(C^{\text{SES}} + \sum_{i=1}^I C_i^{\text{MG}}) \quad (\text{A2})$$

由于 MG 成员与共享储能电站之间的电能交互量为相反数, 交易电价相等, 可得

$$\begin{cases} C^{\text{ses},\text{mg}} = \sum_{i=1}^I C_i^{\text{mg},\text{ses}} = \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T (\tau_{i,t}^{\text{mg},\text{ses}} P_{i,t}^{\text{mg},\text{ses}}) \\ \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T (\tau_{i,t}^{\text{ses},\text{mg}} P_{i,t}^{\text{ses},\text{mg}}) = - \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T (\tau_{i,t}^{\text{mg},\text{ses}} P_{i,t}^{\text{mg},\text{ses}}) \end{cases} \quad (\text{A3})$$

将式(A3)代入式(A2)中, 得到子问题 1 的等效模型为

$$\min \left[ C^{\text{SES}'} + \sum_{i=1}^I C_i^{\text{MG}'} \right] \quad (\text{A4})$$

对子问题 1 进行求解, 得到最优解  $C^{\text{SES}'*}$ 、 $C_i^{\text{MG}'*}$ , 将最优解回代式(24)得到子问题 2 的等效模型为

$$\max(C^{\text{SES},0} - C^{\text{SES}'*} - C^{\text{ses},\text{mg}}) \prod_{i=1}^I (C_i^{\text{MG},0} - C_i^{\text{MG}'*} - C_i^{\text{mg},\text{ses}}) \quad (\text{A5})$$

式(A5)对数函数是单调递增的凸函数, 对其取对数可得

$$\begin{aligned} \min \{ & -[\ln(C^{\text{SES},0} - C^{\text{SES}'*} - C^{\text{ses},\text{mg}}) + \\ & \sum_{i=1}^I \ln(C_i^{\text{MG},0} - C_i^{\text{MG}'*} - C_i^{\text{mg},\text{ses}})] \} \end{aligned} \quad (\text{A6})$$

## 附录 B

子问题 1 求解如下。

式(25)中包含了能源交易量的耦合变量, 由于交易双方所期望的能源交易量需保持相等, 故引入辅助变量  $P_{i,t}^*$  对模型进行解耦:

$$P_{i,t}^* = P_{i,t}^{\text{ses},\text{mg}} = P_{i,t}^{\text{mg},\text{ses}} \quad (\text{B1})$$

引入拉格朗日乘子  $\lambda_{i,t}$ 、惩罚因子  $\rho_i$ , 通过构

造问题 1 的增广拉格朗日函数, 得到共享储能和微网成员分布式运行优化模型。

1) 共享储能分布式运行优化模型

$$\begin{cases} L_1^{\text{SES}} = \min \left[ \begin{aligned} & C^{\text{SES}'} + \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T \lambda_{i,t} (P_{i,t}^* - P_{i,t}^{\text{ses},\text{mg}}) + \\ & \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T \frac{\rho_i}{2} \|P_{i,t}^* - P_{i,t}^{\text{ses},\text{mg}}\|^2 \end{aligned} \right] \\ \text{s.t. 式(16)一式(18)} \end{cases} \quad (\text{B2})$$

2) 微网成员分布式运行优化模型

$$\begin{cases} L_1^{\text{MG}} = \min \left[ \begin{aligned} & C^{\text{MG}'} + \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T \lambda_{i,t} (P_{i,t}^* - P_{i,t}^{\text{mg},\text{ses}}) + \\ & \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T \frac{\rho_i}{2} \|P_{i,t}^* - P_{i,t}^{\text{mg},\text{ses}}\|^2 \end{aligned} \right] \\ \text{s.t. 式(18)一式(22)} \end{cases} \quad (\text{B3})$$

子问题 1 算法求解流程如下。

1) 参数初始化: 设置最大迭代次数  $k = 100$ , 初始迭代次数  $k = 0$ , 收敛精度  $\varepsilon_1 = 10^{-3}$ , MG 与共享储能电站的初始电能交互量  $P_{i,t}^{\text{ses},\text{mg}} = P_{i,t}^{\text{mg},\text{ses}} = 0$ 。

2) 通过式(B4)计算更新各自的期望交易电量。

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{ses},\text{mg}}(k+1) = \arg \min L_1^{\text{SES}}(\lambda_{i,t}(k), P_{i,t}^{\text{mg},\text{ses}}(k), \\ P_{i,t}^{\text{ses},\text{mg}}(k)) \\ P_{i,t}^{\text{mg},\text{ses}}(k+1) = \arg \min L_1^{\text{MG}}(\lambda_{i,t}(k), P_{i,t}^{\text{ses},\text{mg}}(k+1), \\ P_{i,t}^{\text{mg},\text{ses}}(k)) \end{cases} \quad (\text{B4})$$

3) 根据式(B5)更新拉格朗日乘子。

$$\lambda_{i,t}(k+1) = \lambda_{i,t}(k) + \rho_i (P_{i,t}^{\text{ses},\text{mg}}(k+1) - P_{i,t}^{\text{mg},\text{ses}}(k+1)) \quad (\text{B5})$$

4) 更新迭代次数:  $k = k + 1$ 。

5) 判断算法收敛情况, 如果满足迭代终止条件式(B6), 则迭代终止, 否则返回步骤 2)重复计算, 直至满足收敛条件或最大迭代次数。

$$\max \left( \|P_{i,t}^{\text{ses},\text{mg}}(k+1) - P_{i,t}^{\text{mg},\text{ses}}(k+1)\| \right) \leq \varepsilon_1 \quad (\text{B6})$$

子问题 2 求解如下。

同样式(26)中包含了交易电价的耦合变量, 若要达成交易, 交易双方所期望的电价最终需保持相等, 故引入辅助变量  $\tau_{i,t}^*$  对模型进行解耦。

$$\tau_{i,t}^* = \tau_{i,t}^{\text{mg},\text{ses}} = \tau_{i,t}^{\text{ses},\text{mg}} \quad (\text{B7})$$

引入拉格朗日乘子  $\psi_{i,t}$ 、惩罚因子  $\sigma_i$ , 构造问题 2 的增广拉格朗日函数。共享储能和微网成员分布式优化模型可表示为

$$\left\{ \begin{array}{l} \min \{ -[\ln(C^{\text{SES},0} - C^{\text{SES},*} - \tau_{i,t}^{\text{ses,mg}} P_{i,t}^{\text{ses,mg}}) + \\ \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T \psi_{i,t} (\tau_{i,t}^* - \tau_{i,t}^{\text{ses,mg}}) + \\ \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T \frac{\sigma_t}{2} \|\tau_{i,t}^* - \tau_{i,t}^{\text{ses,mg}}\|^2] \} \\ \text{s.t. } C^{\text{SES},0} - C^{\text{SES},*} - \tau_{i,t}^{\text{ses,mg}} P_{i,t}^{\text{ses,mg}} \geq 0 \end{array} \right. \quad (\text{B8})$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \min \{ -[\sum_{i=1}^I \ln(C^{\text{MG},0} - C^{\text{MG},*} - \tau_{i,t}^{\text{mg,ses}} P_{i,t}^{\text{mg,ses}}) + \\ \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T \psi_{i,t} (\tau_{i,t}^* - \tau_{i,t}^{\text{mg,ses}}) + \\ \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T \frac{\sigma_t}{2} \|\tau_{i,t}^* - \tau_{i,t}^{\text{mg,ses}}\|^2] \} \\ \text{s.t. } C^{\text{MG},0} - C^{\text{MG},*} - \tau_{i,t}^{\text{mg,ses}} P_{i,t}^{\text{mg,ses}} \geq 0 \end{array} \right. \quad (\text{B9})$$

子问题 2 算法求解流程如下。

1) 参数初始化: 设置最大迭代次数  $k=100$ , 初始迭代次数  $k=0$ , 收敛精度  $\varepsilon_2=10^{-3}$ , MG 与共享储能电站的初始交互电价  $\tau_{i,t}^{\text{mg,ses}} = \tau_{i,t}^{\text{ses,mg}} = 0$ 。

2) 对于共享储能主体, 从各微网主体接收期望电能交易价格数据  $\tau_{i,t,k}^{\text{mg,ses}}$ , 并求解得到期望电能交易价格  $\tau_{i,t,k+1}^{\text{ses,mg}}$ 。

3) 对于各微网主体, 从共享储能主体接收期望电能交易价格数据  $\tau_{i,t,k+1}^{\text{ses,mg}}$ , 并求解得到期望电能交易价格  $\tau_{i,t,k+1}^{\text{mg,ses}}$ 。

4) 根据式(B10)更新拉格朗日乘子。

$$\psi_{i,t}(k+1) = \psi_{i,t}(k) + \sigma_t (\tau_{i,t}^{\text{ses,mg}}(k+1) - \tau_{i,t}^{\text{mg,ses}}(k+1)) \quad (\text{B10})$$

5) 更新迭代次数:  $k=k+1$ 。

6) 判断算法收敛情况, 是否满足迭代终止条件式(B11)。

$$\max \left( \left\| \tau_{i,t}^{\text{ses,mg}}(k+1) - \tau_{i,t}^{\text{mg,ses}}(k+1) \right\|^2 \right) \leq \varepsilon_2 \quad (\text{B11})$$

### 附录 C

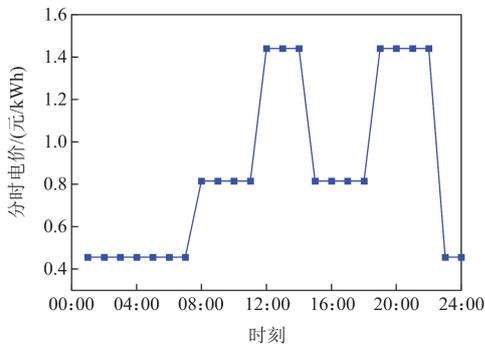


图 C1 配电网分时电价

Fig. C1 Time-of-use price of distribution network

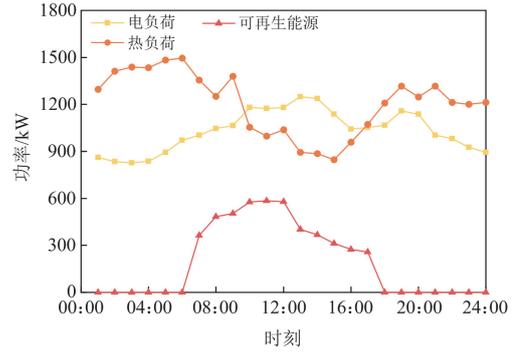


图 C2 MG1 的负荷和新能源出力

Fig. C2 Load and new energy output of MG1

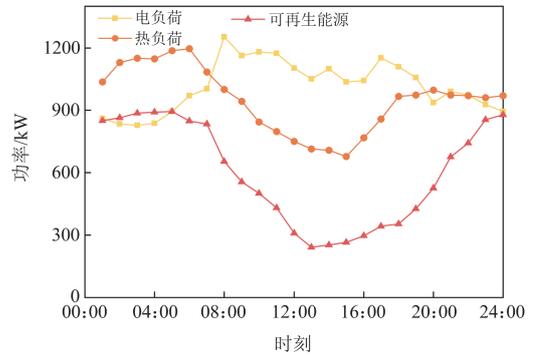


图 C3 MG2 的负荷和新能源出力

Fig. C3 Load and new energy output of MG2

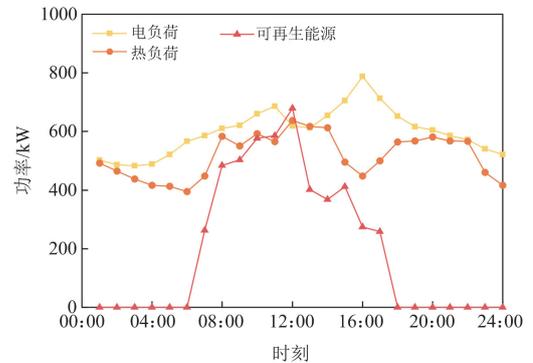


图 C4 MG3 的负荷和新能源出力

Fig. C4 Load and new energy output of MG3

表 C1 SES 运行参数

Table C1 SES operation parameters

参数	数值	参数	数值
$E_{\max}/\text{kW}$	2000	$S_{\min}$	0.1
$S_{\max}$	0.9	$\eta^{\text{ses,ch}}$	0.95
$\eta^{\text{ses,dis}}$	0.95	$P_{\max}^{\text{ses,ch}}/\text{kW}$	1000
$P_{\max}^{\text{ses,dis}}/\text{kW}$	1000	$S_0$	0.15

表 C2 MG 运行参数

Table C2 MG operation parameters

参数	数值	参数	数值
$\Delta P_{EL,min}^c$ /kW	-100	$\Delta P_{EL,max}^c$ /kW	100
$P_{EL,max}^c$ /kW	600	$P_{EL,min}^c$ /kW	0
$P_{CHP,min}$ /kW	0	$P_{CHP,max}$ /kW	2000
$\Delta P_{CHP,min}$ /kW	-400	$\Delta P_{CHP,max}$ /kW	400
$P_{MR,min}^{hy}$ /kW	0	$P_{MR,max}^{hy}$ /kW	250
$\Delta P_{MR,min}^{hy}$ /kW	-50	$\Delta P_{MR,max}^{hy}$ /kW	50
$P_{HFC,min}^{hy}$ /kW	0	$P_{HFC,max}^{hy}$ /kW	250
$\Delta P_{HFC,min}^{hy}$ /kW	-50	$\Delta P_{HFC,max}^{hy}$ /kW	50
$P_{GB,min}^g$ /kW	0	$P_{GB,max}^g$ /kW	800
$\Delta P_{GB,min}^g$ /kW	-160	$\Delta P_{GB,max}^g$ /kW	160
$P_{Grid,max}$ /kW	5000	$\eta_{GB}$	0.9
$\eta_{CHP}^c$	0.4	$\eta_{CHP}^h$	0.6
$\eta_{EL}$	0.87	$\eta_{MR}$	0.7
$\eta_{HFC}^c$	0.45	$\eta_{HFC}^h$	0.55
$\lambda_{CHP}^{min}$	0.58	$\lambda_{CHP}^{max}$	2.07
$\lambda_{HFC}^{min}$	0.6	$\lambda_{HFC}^{max}$	1.8
$P_{Grid,max}^E$ /kW	5000	$\eta_{abs}^{hy}$	0.95
$\eta_{abs}^h$	0.96	$\eta_{relea}^{hy}$	0.95
$\eta_{relea}^h$	0.96	$E_{max}^{HES}$ /kW	200
$E_{max}^{TES}$ /kW	500	$L_{hy}$ /(J/kg)	$1.4 \times 10^8$
$L_{mh}$ /(J/kg)	$1.4 \times 10^8$	—	—

表 C3 其他参数

Table C3 Other parameters

参数	数值	参数	数值
$\alpha_c$ /(kg/kWh)	0.73	$\alpha_h$ /(t/GJ)	0.102
$d$ /kg	2000	$\rho$ /(元/kg)	0.56
$\lambda$	0.5	$\rho_g$ /(元/本)	50
$l$ /本	5	$\lambda_g$	0.3

## 参考文献

- [1] 彭静, 王军, 亓富军, 等. “双碳”目标下配电网多阶段扩展规划[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(7): 153-161. PENG Jing, WANG Jun, QI Fujun, et al. Multi-stage expansion planning of a distribution network with double-carbon policy[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(7): 153-161.
- [2] 张硕, 肖阳明, 李英姿, 等. 新型电力系统电-碳-绿证市场协同运行的区块链关键技术[J]. 电力建设, 2023, 44(11): 1-12. ZHANG Shuo, XIAO Yangming, LI Yingzi, et al. Collaborative operation of electricity-carbon-green market of new-type power system based on blockchain technology[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(11): 1-12.
- [3] 樊伟, 李旭东, 王尧, 等. 新型电力系统灵活性资源聚合两阶段调度优化模型[J]. 电力建设, 2023, 44(2): 25-37. FAN Wei, LI Xudong, WANG Yao, et al. Two-stage scheduling optimization model of flexible resource aggregation in new power system[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(2): 25-37.
- [4] 颜湘武, 王庆澳, 卢俊达, 等. 计及电动汽车和柔性负荷的微电网能量调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(17): 69-79. YAN Xiangwu, WANG Qing'ao, LU Junda, et al. Microgrid energy scheduling with electric vehicles and flexible loads[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(17): 69-79.
- [5] 马跃, 孟润泉, 魏斌, 等. 考虑阶梯式碳交易机制的微电网两阶段鲁棒优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(10): 22-33. MA Yue, MENG Runquan, WEI Bin, et al. Two-stage robust optimal scheduling of a microgrid with a stepped carbon trading mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(10): 22-33.
- [6] 郭方洪, 冯秀荣, 杨溟, 等. 基于数据模型双驱动的新能源微电网分布鲁棒优化调度[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(20): 36-47. GUO Fanghong, FENG Xiurong, YANG Hao, et al. Dual-data-model-driven distributionally robust optimal scheduling of renewable energy microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(20): 36-47.
- [7] 李虹, 韩雨萌. 基于 LSTM-CGAN 的多微网数据驱动分布鲁棒协同优化运行策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(18): 133-148. LI Hong, HAN Yumeng. Data-driven distributionally robust collaborative optimization operation strategy for a multi-microgrid based on LSTM-CGAN[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(18): 133-148.
- [8] 易宇琴, 许加柱, 张伟明, 等. 考虑两阶段鲁棒优化配置的多微网合作博弈[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(22): 149-156. YI Yuqin, XU Jiazhu, ZHANG Weiming, et al. Multi-microgrid cooperative game considering two-stage robust optimal configuration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(22): 149-156.
- [9] 卢强, 陈来军, 梅生伟. 博弈论在电力系统中典型应用及若干展望[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(29): 5009-5017. LU Qiang, CHEN Lajun, MEI Shengwei. Typical

- applications and prospects of game theory in power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(29): 5009-5017.
- [10] 王瑞, 程杉, 汪业乔, 等. 基于多主体主从博弈的区域综合能源系统低碳经济优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(5): 12-21.  
WANG Rui, CHENG Shan, WANG Yeqiao, et al. Low-carbon and economic optimization of a regional integrated energy system based on a master-slave game with multiple stakeholders[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(5): 12-21.
- [11] LIU N, HE L, YU X, et al. Multiparty energy management for grid-connected microgrids with heat-and electricity coupled demand response[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2018, 14(5): 1887-1897.
- [12] ZHANG B, HUANG J. Shared energy storage capacity configuration of a distribution network system with multiple microgrids based on a Stackelberg game[J]. Energies, 2024, 17(13).
- [13] 李鹏, 吴迪凡, 李雨薇, 等. 基于综合需求响应和主从博弈的多微网综合能源系统优化调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(4): 1307-1321, 1538.  
LI Peng, WU Difan, LI Yuwei, et al. Optimal dispatch of multi-microgrids integrated energy system based on integrated demand response and Stackelberg game[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(4): 1307-1321, 1538.
- [14] 王芸芸, 马志程, 周强, 等. 兼顾公平性的多能源合作博弈优化调度[J]. 太阳能学报, 2022, 43(10): 482-492.  
WANG Yunyun, MA Zhicheng, ZHOU Qiang, et al. Multi energy cooperative game optimal scheduling considering fairness[J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2022, 43(10): 482-492.
- [15] HAN H, XU Y, WU C, et al. Nash equilibrium-based two-stage cooperative operation strategy for multi-microgrids considering uncertainty[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2024, 9(6): 42-57.
- [16] 杜佳男, 韩肖清, 李廷钧, 等. 考虑电价不确定性和博弈欺诈行为的多微网电能合作运行优化策略[J]. 电网技术, 2022, 46(11): 4217-4230.  
DU Jianan, HAN Xiaoqing, LI Tingjun, et al. Optimization strategy of multi-microgrid electric energy cooperative operation considering electricity price uncertainty and game cheating behaviors[J]. Power System Technology, 2022, 46(11): 4217-4230.
- [17] 冯俊宗, 何光层, 代航, 等. “双碳”目标下基于合作博弈的“源-荷”低碳经济调度[J]. 电测与仪表, 2022, 59(4): 120-127.  
FENG Junzong, HE Guangceng, DAI Hang, et al. The “source-load” low-carbon economic dispatch based on cooperative game under the “double carbon” goal[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(4): 120-127.
- [18] 吴江, 王晶晶, 张强, 等. 考虑电转气消纳风电的电-气综合能源系统两阶段鲁棒协同调度[J]. 太阳能学报, 2022, 43(2): 436-443.  
WU Jiang, WANG Jingjing, ZHANG Qiang, et al. Two-stage robust cooperative scheduling for electricity-gas integrated energy system considering power-to-gas for wind power accommodation[J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2022, 43(2): 436-443.
- [19] YU J, YANG D, CAO J, et al. Robust state estimation for an electricity-gas-heat integrated energy system considering dynamic characteristics[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2024, 9(1): 65-80.
- [20] QIU Y, LI Q, AI Y, et al. Two-stage distributionally robust optimization-based coordinated scheduling of integrated energy system with electricity-hydrogen hybrid energy storage[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2023, 8(2): 1-14.
- [21] 陈飞雄, 林炜晖, 邵振国. 含电转气和混合储能的微电网双层滚动优化控制方法[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(5): 23-31.  
CHEN Feixiong, LIN Weihui, SHAO Zhenguo. Two-layer receding horizon optimal control method for multi-energy microgrid with power-to-gas and hybrid energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(5): 23-31.
- [22] 李贵君, 赵兴勇, 刘昊炆. 考虑梯级碳交易机制和电转气两阶段运行的综合能源系统优化[J]. 全球能源互联网, 2023, 6(3): 331-340.  
LI Guijun, ZHAO Xingyong, LIU Haoyang. Integrated energy system optimization considering cascading carbon trading mechanism and two-stage operation of power-to-gas[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2023, 6(3): 331-340.
- [23] 邓杰, 姜飞, 王文焯, 等. 考虑电热柔性负荷与氢能精细化建模的综合能源系统低碳运行[J]. 电网技术, 2022, 46(5): 1692-1704.  
DENG Jie, JIANG Fei, WANG Wenye, et al. Low-carbon optimized operation of integrated energy system considering electric-heat flexible load and hydrogen energy refined modeling[J]. Power System Technology, 2022, 46(5): 1692-1704.
- [24] 吕智林, 易佳奇, 刘泉, 等. 含氢能利用和需求响应的综合能源系统低碳优化[J]. 电力系统及其自动化学报, 2023, 35(7): 10-19.

- LÜ Zhilin, YI Jiaqi, LIU Quan, et al. Low-carbon optimization of integrated energy system with hydrogen energy utilization and demand response[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2023, 35(7): 10-19.
- [25] 樊宇琦, 丁涛, 孙瑜歌, 等. 国内外促进可再生能源消纳的电力现货市场发展综述与思考[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(5): 1729-1751.
- FAN Yuqi, DING Tao, SUN Yuge, et al. Review and cogitation for worldwide spot market development to promote renewable energy accommodation[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(5): 1729-1751.
- [26] 张晓辉, 刘小琰, 钟嘉庆. 考虑奖惩阶梯型碳交易和电-热转移负荷不确定性的综合能源系统规划[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(19): 6132-6142.
- ZHANG Xiaohui, LIU Xiaoyan, ZHONG Jiaqing. Integrated energy system planning considering a reward and punishment ladder-type carbon trading and electric-thermal transfer load uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(19): 6132-6142.
- [27] 崔杨, 曾鹏, 仲悟之, 等. 考虑阶梯式碳交易的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(3): 10-17.
- CUI Yang, ZENG Peng, ZHONG Wuzhi, et al. Low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system based on ladder-type carbon trading[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(3): 10-17.
- [28] 刘光宇, 韩东升, 刘超杰, 等. 考虑双重需求响应及阶梯型碳交易的综合能源系统双时间尺度优化调度[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(5): 218-225.
- LIU Guangyu, HAN Dongsheng, LIU Chaojie, et al. Dual time scale optimal scheduling of integrated energy system considering dual demand response and stepped carbon trading[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(5): 218-225.
- [29] 颜宁, 马广超, 李相俊, 等. 基于季节性碳交易机制的园区综合能源系统低碳经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(3): 918-932.
- YAN Ning, MA Guangchao, LI Xiangjun, et al. Low-carbon economic dispatch of park integrated energy system based on seasonal carbon trading mechanism[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(3): 918-932.
- [30] 曹雨微, 郭晓鹏, 董厚琦, 等. 计及消纳责任权重的区域综合能源系统运行优化研究[J]. 华北电力大学学报(自然科学版), 2022, 49(3): 84-95.
- CAO Yuwei, GUO Xiaopeng, DONG Houqi, et al. Operation optimization of regional integrated energy system under responsibility of renewable energy consumption[J]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2022, 49(3): 84-95.
- [31] 彭谦, 周晓洁, 杨睿. 国家绿色电力证书交易市场与省级日前电力市场协调均衡机制设计[J]. 电网技术, 2020, 44(7): 2565-2571.
- PENG Qian, ZHOU Xiaojie, YANG Rui. Design of coordination and balance mechanism between national green power certificate trading market and provincial day-ahead power market[J]. Power System Technology, 2020, 44(7): 2565-2571.
- [32] 袁桂丽, 刘培德, 唐福斌, 等. 计及绿色电力证书与碳交易制度的“源-荷”协调优化调度[J]. 太阳能学报, 2022, 43(6): 190-195.
- YUAN Guilili, LIU Peide, TANG Fubin, et al. Source-load coordination optimal scheduling considering green power certificate and carbon trading mechanisms[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2022, 43(6): 190-195.
- [33] 葛淑娜, 张彩玲, 王爽, 等. 计及氢能多元利用和绿证-碳联合交易的综合能源系统优化运行[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(12): 231-237.
- GE Shuna, ZHANG Cailing, WANG Shuang, et al. Optimal operation of integrated energy system considering multi utilization of hydrogen energy and green certification-carbon joint trading[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(12): 231-237.
- [34] 崔耀欣, 刘晓佩, 陈明敏. F级重型燃气轮机燃烧器天然气掺氢全压试验研究[J]. 燃气轮机技术, 2021, 34(2): 38-42.
- CUI Yaoxin, LIU Xiaopei, CHEN Mingmin. Experimental study of natural gas mixed with hydrogen under full pressure of F-class heavy duty gas turbine burner[J]. Gas Turbine Technology, 2021, 34(2): 38-42.

收稿日期: 2025-02-25; 修回日期: 2025-05-06

作者简介:

刘佳佳(1986—), 女, 博士研究生, 研究方向为多微网协同优化运行; E-mail: 563242423@qq.com

田铭兴(1968—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统电能质量分析与控制、电机与电器设计及其控制、电力电子技术及其应用、新能源能量管理策略。E-mail: tianmingxing@mail.lzjtu.cn

(编辑 魏小丽)