

微网内双重需求响应和微网间P2P合作的协同调度策略

张嘉蕾¹, 宣文举¹, 杨栋², 吕高¹, 关燕鹏³

(1. 山西大学电力与建筑学院, 山西 太原 030006; 2. 国网山西省电力有限公司忻州供电公司, 山西 忻州 034000; 3. 山西大学自动化与软件学院, 山西 太原 030006)

摘要:在“双碳”目标背景下,为构建更加公平、绿色低碳的新型电力市场,文中提出一种微网内部双重需求响应和微网间点对点(peer-to-peer, P2P)合作的协同调度策略。首先,构建电热气多能协同的微电网模型,考虑以电动汽车(electric vehicle, EV)为代表的柔性负荷。然后,提出多微网之间和微网内部的电能共享优化策略。在多微网层,以每个微网个体和整个微网集群参与P2P合作后获得最优利益为目标,建立基于纳什谈判理论的优化调度模型;在微网内部,以降低微网碳排放量、缓解电负荷峰谷差和减少EV充电成本为目标,建立基于动态电价和EV碳配额的双重需求响应优化调度模型。最后,仿真结果表明,所提优化调度策略可有效促进微网间能源共享和新能源消纳,进一步降低系统碳排放量。

关键词:协同调度;双重需求响应;电动汽车(EV);微网集群;点对点(P2P)合作;纳什谈判

中图分类号:TM734

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2025)06-0103-11

0 引言

在全球能源危机的背景下,中国作为《巴黎协定》的积极践行者,于气候雄心峰会宣布“双碳”目标,自此,绿色低碳成为一项长期且必须完成的任务^[1]。微网技术采用可再生能源发电,不仅能够减少对传统能源的依赖,而且可以降低碳排放量,具有良好的应用场景^[2-4]。但可再生能源的波动性和随机性、负荷曲线的多变性使微网运行调度面临较大困难^[5]。电动汽车(electric vehicle, EV)不仅具备充放电可调性质,在接入电网时还可扮演双重角色:可作为负载充电,也可作为电源向电网负荷供电。此外,EV作为一种新能源汽车,其成熟的充电技术^[6-8]和对化石能源的替代作用为降低碳排放提供了重要手段^[9]。因此,将EV纳入微网,深入研究基于EV和可再生能源的电力系统低碳经济调度,对促进清洁能源消纳具有重要意义^[10-12]。

目前,在含新能源和EV的优化调度领域,碳交易与需求响应机制的引入与应用研究已取得初步进展。文献[13]针对含EV的综合能源系统,提出一种考虑需求响应的双层优化调度方法,取得了较明显的削峰填谷效果。文献[14]在虚拟电厂中引入EV,分析碳交易机制对其减排的作用。文献[15]提出一种EV参与微网需求响应的日前-日内多时间尺度调度策略,实现对风电的全部消纳。而随着EV不断推广,考虑EV碳配额激励用户有序充电也成为研究要点。文献[16]考虑EV用户能主

动响应电价变化,重点分析不同的电价响应度对配电网的影响,证实了EV有序充电和高度响应对电网运行的积极影响。文献[17]引入EV碳配额经济调度模型,在降低用户充电成本的同时提升EV减排量。文献[18]基于主从博弈思想建立以微网为主、EV为从的博弈模型,考虑电价和碳配额的双重激励政策,引导EV有序充电的同时实现双方合作均衡。然而,上述研究仅考虑节能减排,却忽略了用户侧需求响应对于微网间点对点(peer-to-peer, P2P)能源交易的影响。

为提升配电网的稳定性和可靠性,可通过促进多个微网之间能源共享,降低微网的用电成本。在配电侧上网电价的引导下,多微网之间进行P2P能源交易^[19-20]。考虑到新能源的消纳能力,须设置合理的需求响应策略实现负荷调控。文献[21]设计多微网间的P2P电碳耦合交易市场,在需求响应的基础上融合碳配额和P2P电能共享策略,并证明了市场均衡的存在性,但未引入协调机制以实现集群整体效益最大化的目标。文献[22]考虑微网间Stackelberg博弈的P2P合作和微网内需求响应,以微网个体效益最优为目标,但缺乏集群整体效益函数,导致合作方激励不足,无法实现集群效益最大化。文献[23]在考虑微网碳排放和需求响应特性的基础上,引入广义纳什议价理论激励多微网参与能源交易。文献[24]提出计及两级碳交易和需求响应的多微网合作运行优化策略,但在收益分配中没有考虑各微网贡献度,存在收益分配不公平的问题。文献[25]采用直接负荷需求响应策略和基于改进纳什谈判理论的微网间P2P合作方法,实现合

作方收益的公平分配。

文中主要工作与现有工作区别如下:文献[22-23]中未提及微网内碳交易,而文中在微网内引入碳交易机制。文献[21-25]大多仅由单一的价格型或激励型需求响应策略引导用户进行需求响应,而文中在基于动态电价的需求响应基础上,进一步在微网内引入EV碳配额收益激励机制,形成价格型与激励型相结合的双重需求响应策略。

综上所述,文中提出一种微网内双重需求响应和微网间P2P合作的协同调度策略。在P2P能源交易方面,构建基于非对称议价方法的多微网合作优化模型,实现P2P合作收益的公平分配。在P2P能源交易过程中,考虑微网内双重需求响应策略和碳交易机制对微网运行成本和碳排放量的影响。通过仿真分析可知,相较于传统合作博弈的单一需求响应调度策略,文中所提策略能进一步提高新能源消纳能力,降低系统碳排放量。

1 微网集群电能共享架构

由多个微网组成的微网集群电能共享架构如图1所示。其中每个微网的供能设备以清洁能源为主,热电联产(combined heat and power, CHP)机组为辅,各微网均配置了储能装置,网内负荷包括以EV为代表的柔性负荷以及常规负荷。同时,为响应“双碳”政策,降低微网的碳排放量,在CHP机组中耦合碳捕集系统(carbon capture system, CCS)和电转气(power to gas, P2G)装置,三者作为一个整体实现协同运行。各微网通过历史运行数据制定日前发电计划,并将电能供需及电价信息通过交互平台发送给主网或其他微网,最后通过交易平台出售或购买电能。

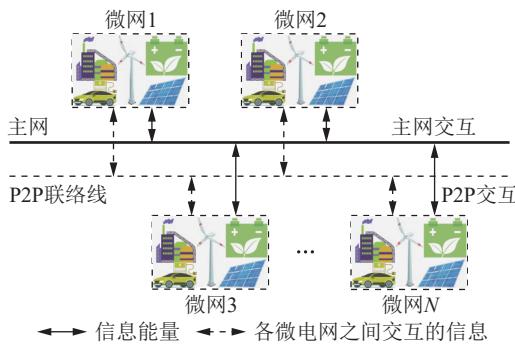


图1 微网集群能量共享架构

Fig.1 Microgrid alliance energy sharing architecture

2 微网及微网集群模型建立

2.1 系统模型

(1) 燃气轮机模型。CHP机组中燃气轮机燃

烧CH₄产生电能和热能,微网*i*在*t*时刻的发电功率 $P_{i,t}^{\text{CHP}}$ 与天然气耗量 $V_{i,t}^{\text{CHP}}$ 的关系如下:

$$P_{i,t}^{\text{CHP}} = V_{i,t}^{\text{CHP}} \eta_{\text{CHP}} Q_{\text{CH}_4} \quad (1)$$

式中: η_{CHP} 为CHP机组中燃气轮机发电效率; Q_{CH_4} 为单位天然气燃烧产生的热值。由于CHP机组具有“以热定电”的特性,其发电功率与热功率 $H_{i,t}^{\text{CHP}}$ 之间存在如下关系^[26-28]:

$$P_{\min} - h_1 H_{i,t}^{\text{CHP}} \leq P_{i,t}^{\text{CHP}} \leq P_{\max} - h_2 H_{i,t}^{\text{CHP}} \quad (2)$$

式中: P_{\max} 、 P_{\min} 分别为CHP机组的出力上、下限; h_1 、 h_2 分别为CHP机组最小和最大出力时的电热转换系数,其值分别为0.15、0.2。

当燃气轮机产热不足时,需要燃气锅炉制热填补热功率缺额,微网*i*中燃气锅炉在*t*时刻的热功率 $H_{i,t}^{\text{GB}}$ 为:

$$H_{i,t}^{\text{GB}} = V_{i,t}^{\text{GB}} \eta_{\text{GB}} Q_{\text{CH}_4} \quad (3)$$

式中: $V_{i,t}^{\text{GB}}$ 为微网*i*中燃气锅炉在*t*时刻的耗气量; η_{GB} 为产热效率。

(2) 含CCS和P2G装置的CHP机组模型。加入CCS和P2G装置后,CHP机组产生的电功率可分为三部分:

$$P_{i,t}^{\text{CHP}} = P_{i,t}^{\text{E}} + P_{i,t}^{\text{CCS}} + P_{i,t}^{\text{P2G}} \quad (4)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{E}}$ 为CHP机组在*t*时刻向微网*i*提供的电功率; $P_{i,t}^{\text{CCS}}$ 为CHP机组在*t*时刻向微网*i*中CCS提供的电功率; $P_{i,t}^{\text{P2G}}$ 为CHP机组在*t*时刻向微网*i*中P2G装置提供的电功率。

CCS在*t*时刻捕获的CO₂量 $W_{cc,t}$ 与其消耗的电功率 $P_{i,t}^{\text{CCS}}$ 成正比:

$$W_{cc,t} = \alpha P_{i,t}^{\text{CCS}} \quad (5)$$

式中: α 为CCS捕获CO₂所消耗电功率的转换系数。

P2G装置在*t*时刻消耗CCS捕获的CO₂所产生的CH₄量 $V_{i,t}^{\text{P2G}}$ 与 $W_{cc,t}$ 成正比,同时其耗电功率与 $W_{cc,t}$ 也成正比:

$$\begin{cases} V_{i,t}^{\text{P2G}} = \beta W_{cc,t} \\ P_{i,t}^{\text{P2G}} = \lambda W_{cc,t} \end{cases} \quad (6)$$

式中: β 、 λ 分别为P2G装置转换系数和耗电系数。

(3) 清洁能源发电模型。在不同微网中考虑将光伏和风电作为清洁能源,其出力上下限取自某地区典型日数据:

$$\begin{cases} P_{\min}^{\text{PV}} \leq P_{i,t}^{\text{PV}} \leq P_{\max}^{\text{PV}} \\ P_{\min}^{\text{WT}} \leq P_{i,t}^{\text{WT}} \leq P_{\max}^{\text{WT}} \end{cases} \quad (7)$$

式中: P_{\max}^{PV} 、 P_{\min}^{PV} 分别为光伏出力的最大值和最小值; P_{\max}^{WT} 、 P_{\min}^{WT} 分别为风电出力的最大值和最小值; $P_{i,t}^{\text{PV}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{WT}}$ 分别为微网*i*在*t*时刻的光伏出力和风电出力。

(4) 储能系统模型。微网*i*中储能系统在*t*时刻的荷电状态 $S_{i,t}$ 为:

$$S_{i,t} = (1 - \eta^{\text{loss}})S_{i,t-1} + \frac{\eta^{\text{ch}} P_{i,t}^{\text{Bch}} - \eta^{\text{dis}} P_{i,t}^{\text{Bdis}}}{S_{\max}^{\text{bat}}} \quad \forall t \quad (8)$$

式中: η^{loss} 为储能自然衰减系数; $P_{i,t}^{\text{Bch}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{Bdis}}$ 分别为微网 i 中储能系统在 t 时刻的充电功率和放电功率; η^{ch} 、 η^{dis} 分别为电池充电效率和放电效率; S_{\max}^{bat} 为电池最大容量^[29]。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{\text{Bch}} \leq \lambda_t^{\text{bat}} P_{\max}^{\text{Bch}} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{Bdis}} \leq (1 - \lambda_t^{\text{bat}}) P_{\max}^{\text{Bdis}} \\ S_{\min} \leq S_{i,t} \leq S_{\max} \end{cases} \quad (9)$$

式中: λ_t^{bat} 为二进制变量, 0 表示储能系统放电, 1 表示储能系统充电; P_{\max}^{Bch} 、 P_{\max}^{Bdis} 分别为储能系统最大充、放电功率; S_{\max} 、 S_{\min} 分别为荷电状态上、下限。

(5) 常规电负荷模型。微网 i 在 t 时刻的常规电负荷 $P_{i,t}^{\text{load}}$ 主要由固定电负荷 $P_{i,t}^{\text{hold}}$ 和可调整电负荷 $P_{i,t}^{\text{cut}}$ 两部分构成。

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{load}} = P_{i,t}^{\text{hold}} + P_{i,t}^{\text{cut}} \\ 0 \leq P_{i,t}^{\text{cut}} \leq P_{i,\max}^{\text{cut}} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $P_{i,\max}^{\text{cut}}$ 为微网 i 的最大可调整电负荷, 其值为 $0.15 P_{i,t}^{\text{load}}$ 。

(6) 微网碳排放模型。CHP 机组中燃气轮机排放的 CO_2 量、CCS 捕获的 CO_2 量共同组成了微网 i 的碳排放量 $W_{i,t}^{\text{CO}_2}$ 。

$$W_{i,t}^{\text{CO}_2} = a_{\text{co}_2} P_{i,t}^{\text{E}} - W_{\text{cc},t} \quad (11)$$

式中: a_{co_2} 为 CHP 机组碳排放系数, 其值为 0.55 kg/kW 。

(7) 柔性负荷模型。文中将 EV 负荷作为柔性负荷的代表, 其充电负荷模型取决于 EV 用户的出行时刻、返回时刻以及日行驶里程^[30]。

EV 出行时刻:

$$f_e(x) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma_e \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(x - \mu_e)^2}{2\sigma_e^2}\right) & 0 \leq x < \mu_e + 12 \\ \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(x - 24 - \mu_e)^2}{2\sigma_e^2}\right) & \mu_e + 12 \leq x < 24 \end{cases} \quad (12)$$

式中: $f_e(x)$ 为 EV 出行时刻概率密度函数; μ_e 、 σ_e 分别为 $f_e(x)$ 的期望值和标准差, 其值分别为 8.92、3.24。

EV 返回时刻:

$$f_s(x) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma_s \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(x + 24 - \mu_s)^2}{2\sigma_s^2}\right) & 0 \leq x < \mu_s - 12 \\ \frac{1}{\sigma_s \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(x - \mu_s)^2}{2\sigma_s^2}\right) & \mu_s - 12 \leq x < 24 \end{cases} \quad (13)$$

式中: $f_s(x)$ 为 EV 返回时刻概率密度函数; μ_s 、 σ_s

分别为 $f_s(x)$ 的期望值和标准差, 其值分别为 17.47、3.40。

EV 日行驶里程:

$$f_D = \frac{1}{l\sigma_D \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(\ln l - \mu_D)^2}{2\sigma_D^2}\right) \quad (14)$$

式中: f_D 为 EV 日行驶里程概率密度函数; l 为 EV 日行驶里程; μ_D 、 σ_D 分别为 f_D 的期望值和标准差, 其值分别为 2.98、1.14。

由前述相关公式建立 EV 充电模型, 采用蒙特卡洛抽样法抽取 EV 起始充电时间, 计算充电持续时间, 得到 EV 无序充电负荷模型。

2.2 成本模型

(1) 微网内部运行成本。微网 i 内部运行成本 C_i^{in} 包括 CHP 机组运行成本 C_i^{CHP} 和储能系统运行成本 C_i^{bat} 。

$$\begin{cases} C_i^{\text{in}} = C_i^{\text{CHP}} + C_i^{\text{bat}} \\ C_i^{\text{CHP}} = \sum_{t=1}^T [a_1 (P_{i,t}^{\text{CHP}})^2 + b_1 P_{i,t}^{\text{CHP}} + a_2 P_{i,t}^{\text{CCS}} + a_3 P_{i,t}^{\text{P2G}}] \\ C_i^{\text{bat}} = \sum_{t=1}^T \alpha_e (P_{i,t}^{\text{Bch}} + P_{i,t}^{\text{Bdis}}) \end{cases} \quad (15)$$

式中: T 为总调度时间; a_1 、 b_1 为 CHP 机组的运行成本系数; a_2 、 a_3 分别为 CCS 和 P2G 装置的运行成本系数; α_e 为储能系统交互单位电量造成的退化成本。

(2) 碳交易成本。单微网的碳交易成本 $C_i^{\text{CO}_2}$ 与其初始碳配额 $W_{i,t}^0$ 和碳排放量 $W_{i,t}^{\text{CO}_2}$ 有关。

$$\begin{cases} W_{i,t}^0 = d(P_{i,t}^{\text{CHP}} + P_{i,t}^{\text{PV}} + P_{i,t}^{\text{WT}}) \\ C_i^{\text{CO}_2} = \sum_{t=1}^T \varepsilon (W_{i,t}^{\text{CO}_2} - W_{i,t}^0) \end{cases} \quad (16)$$

式中: d 为微网 i 生产单位电量的碳配额分配系数; ε 为交易单位碳配额的费用。

(3) P2P 合作成本。微网集群之间 P2P 合作成本 C_i^{P2P} 分为电能传输成本 C_i^{trans} 和电能共享成本 C_i^{share} 。电能传输成本是指微网间的能量传递需要向主网运营商缴纳一定的上网费。电能共享成本是指微网交互电量后结算的费用。

$$C_i^{\text{P2P}} = C_i^{\text{trans}} + C_i^{\text{share}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i \neq j, i \in \mathcal{Q}} r_e |P_{i-j,t}^{\text{P2P}}| \Delta t + \sum_{t=1}^T \sum_{i \neq j, i \in \mathcal{Q}} r_{i-j,t}^{\text{P2P}} |P_{i-j,t}^{\text{P2P}}| \Delta t \quad (17)$$

式中: \mathcal{Q} 为微网集群内部不同微网的合集; r_e 为微网单位电能的上网费用; $r_{i-j,t}^{\text{P2P}}$ 为 t 时刻微网 i 向 j 传递电能的费用; Δt 为单位考察时段; $P_{i-j,t}^{\text{P2P}}$ 为 t 时刻微网 i 向 j 传递的电功率, 当微网 i 向 j 传递电功率时, $P_{i-j,t}^{\text{P2P}} >$

0, 当微网 j 向 i 传递电功率时, $P_{i-j,t}^{P2P} < 0$ 。

(4) 主网交互成本。微网集群与主网的交互成本 C_i^{out} 分为 CHP 机组购气成本和 P2P 合作后同主网交互的购售电成本。

$$C_i^{\text{out}} = \sum_{t=1}^T [\lambda_{\text{CH}_4} V_{i,t}^{\text{buy}} + (\lambda_i^{\text{buy}} P_{i,t}^{\text{buy}} - \lambda_i^{\text{sell}} P_{i,t}^{\text{sell}})] \quad (18)$$

式中: λ_{CH_4} 为天然气售价; $V_{i,t}^{\text{buy}}$ 为 t 时刻微网 i 购气量; λ_i^{buy} 为 t 时刻从主网购电的价格; λ_i^{sell} 为 t 时刻向主网售电的价格; $P_{i,t}^{\text{buy}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{sell}}$ 分别为 t 时刻微网 i 的购电功率和售电功率。

(5) 微网总成本。以上 4 类成本共同组成微网 i 的总成本 C_i^{MG} 。

$$C_i^{\text{MG}} = C_i^{\text{in}} + C_i^{\text{CO}_2} + C_i^{\text{P2P}} + C_i^{\text{out}} \quad (19)$$

2.3 平衡约束

(1) 电功率平衡。含有 CCS 和 P2G 的微网 i 的电功率平衡为:

$$\begin{aligned} P_{i,t}^{\text{PV}} + P_{i,t}^{\text{WT}} + P_{i,t}^{\text{E}} + P_{i,t}^{\text{Bdis}} = \\ P_{i,t}^{\text{EV}} + P_{i,t}^{\text{load}} + P_{i,t}^{\text{CCS}} + P_{i,t}^{\text{P2G}} + P_{i,t}^{\text{Bch}} + P_{i-j,t}^{\text{P2P}} \end{aligned} \quad (20)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{EV}}$ 为微网 i 在 t 时刻的 EV 功率。

(2) 热功率平衡。微网 i 的热功率平衡为:

$$H_{i,t}^{\text{CHP}} + H_{i,t}^{\text{GB}} = H_{i,t}^{\text{load}} \quad (21)$$

式中: $H_{i,t}^{\text{load}}$ 为 t 时刻微网 i 的热负荷。

(3) 燃气平衡。微网 i 的燃气平衡为:

$$V_{i,t}^{\text{buy}} = V_{i,t}^{\text{CHP}} + V_{i,t}^{\text{GB}} - V_{i,t}^{\text{P2G}} \quad (22)$$

(4) P2P 合作电能平衡。微网 i 在参与 P2P 合作时, 传输电功率 $P_{i-j,t}^{\text{P2P}}$ 不能超过传输线的极限功率 $P_{\text{max}}^{\text{P2P}}$, 且完成合作后满足共享电能平衡, 即:

$$\begin{cases} |P_{i-j,t}^{\text{P2P}}| \leq P_{\text{max}}^{\text{P2P}} \\ \sum_{i \neq j, i \in \Omega} P_{i-j,t}^{\text{P2P}} = 0 \end{cases} \quad (23)$$

3 微网内双重需求响应及微网间电能共享优化调度策略

针对微网内部 EV 的需求响应和微网间的 P2P 合作, 文中所提协同优化调度策略见图 2。微网内部的优化策略为对以清洁能源供电为主、CHP 机组供电为辅的含 EV 的微网进行调度, 在满足负荷需求的前提下, 通过实施有效的激励政策, 充分发挥 EV 的可调度能力, 提高清洁能源消纳率, 降低微网整体电负荷峰谷差, 并促进微网间达成 P2P 合作。微网间的优化策略为对多个微网构成的微网集群进行调度, 在满足各微网电能需求的前提下, 制定合理的电能交互价格, 引导电能盈余的微网向缺少电能的微网传输电能, 从而充分利用微网内清洁能源, 实现良好的经济效益和环境效益。

源, 实现良好的经济效益和环境效益。

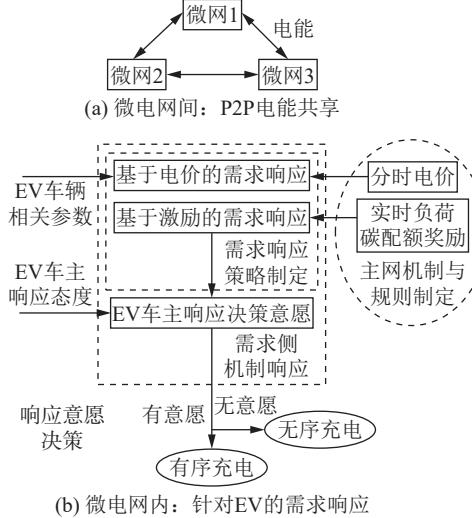


图 2 EV 协同微网 P2P 合作优化调度策略

Fig.2 Optimization and scheduling strategy for EV collaborative microgrid P2P cooperation

3.1 微网内: 针对 EV 的双重需求响应策略

EV 激励政策通过多维度的经济与环境措施引导用户参与低碳出行, 主要包括: 分时电价动态调节充电成本, 碳配额交易机制将清洁充电行为转化为碳积分收益, 充电基础设施补贴及购置税减免降低用户初始投入, 同时结合智能合约与区块链技术实现激励透明化与自动结算。

3.1.1 EV 充电价

EV 作为需求响应侧资源, 其充电行为对电价变化有一定的敏感性, 因此可通过实时调节电价引导 EV 进行充电。为降低负荷峰谷差, 制定充电策略时主要考虑引导 EV 用户在常规电负荷低谷时段集中充电。

EV 在 t 时刻的充电电价 $K_{\text{ev},t}$ 制定如下:

$$\begin{cases} K_{\text{ev},t} = \frac{P_t^{\text{load}} - P_{\text{min}}^{\text{load}}}{P_{\text{max}}^{\text{load}} - P_{\text{min}}^{\text{load}}} \lambda_t^{\text{sell}} \\ K_{\text{ev},t} \geq \lambda_t^{\text{buy}} \end{cases} \quad (24)$$

式中: P_t^{load} 为 t 时刻的常规电负荷; $P_{\text{min}}^{\text{load}}$ 、 $P_{\text{max}}^{\text{load}}$ 分别为常规电负荷的最小值和最大值。

3.1.2 EV 碳配额收益模型

将碳配额作为 EV 补贴参与需求响应, 旨在形成激励 EV 发展的长效机制, 并有效减少碳排放^[31]。制定碳配额补贴形式时主要考虑两方面: (1) 鼓励 EV 用户在清洁能源占比高时充电, 以充分发挥 EV 低碳性能; (2) 在微网实际运行中, 采用某个时刻清洁能源出力在整体出力的占比表示此时此刻 EV 充电的清洁能源占比。

因此, 微网中 EV 在 t 时刻获得的碳配额 $W_{\text{ev},t}$ 如下:

$$\begin{cases} W_{1,t} = P_{ev,t} \Delta t L_{ev} E_{gas} \\ W_{2,t} = a_{co_2} \left(P_{ev,t} \Delta t \frac{P_{i,t}^{CHP}}{P_{i,t}^{PV} + P_{i,t}^{WT} + P_{i,t}^{CHP} + P_{i-j,t}^{P2P}} \right) \\ W_{ev,t} = W_{1,t} - W_{2,t} \end{cases} \quad (25)$$

式中: $W_{1,t}$ 为燃油汽车行驶相同里程产生的碳排放量; $P_{ev,t}$ 为 t 时刻 EV 的充电功率; L_{ev} 为单位电量 EV 可行驶的里程; E_{gas} 为燃油汽车单位里程产生的碳排放量; $W_{2,t}$ 为 t 时刻 EV 充电时, 由 CHP 机组供电产生的碳排放量。

由式(25)可知, 当 EV 在清洁能源出力占比较高的时刻进行充电时, $W_{2,t}$ 较小, 而 EV 充电总量保持不变, 即 $W_{1,t}$ 保持不变, 因此微网内 EV 获得的碳配额 $W_{ev,t}$ 增大, 在提高微网清洁能源消纳率的同时也能减少其碳交易成本。

3.1.3 EV 需求响应成本

结合式(24)和式(25), 可以得到针对 EV 用户的需求响应成本 $C_{i,t}^{ev}$, 其包括 EV 充电成本 $P_{ev,t} K_{ev,t}$ 和出售碳配额的收益 $q_{ev} W_{ev,t}$ 。

$$C_{i,t}^{ev} = P_{ev,t} K_{ev,t} - q_{ev} W_{ev,t} \quad (26)$$

式中: q_{ev} 为 EV 出售单位碳配额获得的收益。

最终, 可以得到需求响应成本 C_i^{DR} , 其包括对可调整的常规电负荷用户的补偿以及针对 EV 用户的需求响应成本 $C_{i,t}^{ev}$ 。

$$C_i^{DR} = \sum_{t=1}^T (\lambda^{cut} P_{i,t}^{cut} + C_{i,t}^{ev}) \quad (27)$$

式中: λ^{cut} 为负荷调整的补偿单价。

考虑需求响应后, 需要修正式(16)和式(19), 并将式(28)纳入微网间 P2P 电能共享策略的目标函数中进行求解, 其中 $W_{i,t}^0$ 增加了 EV 获得的碳配额作为微网 i 的部分初始碳配额。

$$\begin{cases} C_i^{MG-DR} = C_i^{MG} + C_i^{DR} \\ W_{i,t}^{0-DR} = W_{i,t}^0 + W_{ev,t} \end{cases} \quad (28)$$

式中: C_i^{MG-DR} 为微网 i 需求响应后总成本; $W_{i,t}^{0-DR}$ 为需求响应后微网 i 在 t 时刻的 EV 碳配额。

3.2 微网间: 多微网 P2P 电能共享合作策略

在微网间的优化策略中, 为使参与 P2P 合作的各方可以获得最优收益, 首先基于非对称纳什谈判理论建立多微网合作博弈模型, 然后转变为两个较简单的子问题进行求解。纳什谈判是博弈论中的谈判策略, 常用于解决多方利益分配问题, 其标准模型见式(29)。通过纳什谈判, 微网集群各成员可以共同制定 P2P 合作规则, 以达成各方的最优解。

$$\begin{cases} \max \prod_{i \in \Omega} (U_i - U_i^0) \\ \text{s.t. } U_i \geq U_i^0 \end{cases} \quad (29)$$

式中: U_i 为谈判主体的效益; U_i^0 为参与合作前主体的效益, 即谈判破裂点。将上述模型分解转换为两个子问题: 微网集群成本最小化(P1)和各微网利益分配(P2)。

3.2.1 子问题 P1: 微网集群成本最小化

微网集群成本最小化即为各微网运行成本之和的最小化, 目标函数及约束条件如下:

$$\begin{cases} \min \sum_{i=1}^N C_i^{MG-DR} \\ \text{s.t. 式(1)一式(28)} \end{cases} \quad (30)$$

3.2.2 子问题 P2: 各微网收益分配

子问题 P2 是具体量化各微网在 P2P 合作中的贡献大小, 进而确定共享电能的电价, 使收益得到公平分配。求解 P2 时, 采用非线性贡献映射函数计算微网的贡献度, 该函数将提供电能和接受电能分别作为基底, 并据此计算微网的议价因子 d_i :

$$\begin{cases} d_i = e^{E_i^{supply}/E_{max}^{supply}} - e^{-(E_i^{receive}/E_{max}^{receive})} \\ E_i^{supply} = \sum_{t=1}^T \max(0, P_{i-j,t}^{P2P}) \\ E_i^{receive} = -\sum_{t=1}^T \min(0, P_{i-j,t}^{P2P}) \end{cases} \quad (31)$$

式中: E_i^{supply} 为微网 i 提供的电能; E_{max}^{supply} 为各微网提供电能中的最大值; $E_i^{receive}$ 为微网 i 接受的电能; $E_{max}^{receive}$ 为各微网接受电能中的最大值。

采用该方法计算的贡献度大小具有以下特征: (1) 在 P2P 合作中, 微网无论提供电能还是接受电能, 其贡献度均会增加, 而未参与 P2P 合作的微网贡献度为零; (2) 通过非线性映射函数反映微网在 P2P 合作中的贡献度大小, 微网贡献越大, 分配得到的收益就越大, 从而增加了微网参与 P2P 合作的积极性。最后, 结合 P1 得到的最优交互电量, 可得基于纳什谈判理论构建的微网集群收益分配模型:

$$\begin{cases} \max \prod_{i \in \Omega} (C_i^0 - C_i^{MG-DR} - C_i^{P2P})^{d_i} \\ \text{s.t. 式(15)、式(20)} \end{cases} \quad (32)$$

式中: C_i^0 为参与合作前的成本, 即谈判破裂点。

式(32)为微网集群参与 P2P 合作后, 相比参与前提升的收益, 取对数后可将其转变为最小化问题:

$$\begin{cases} \min \prod_{i \in \Omega} C_i^{P2P} = \min \prod_{i \in \Omega} (-d_i \ln(C_i^0 - C_i^{MG-DR} - C_i^{P2P})) \\ \text{s.t. 式(15)、式(20)} \end{cases} \quad (33)$$

4 模型求解

求解子问题 P1 时, 以微网集群为目标对象, 因此不考虑集群内部 P2P 电价, 选择交替方向乘子法 (alternating direction method of multipliers, ADMM) 求解, 为构建增广拉格朗日函数, 引入辅助变量 $P_{j-i,t}^{\text{P2P}}$, 其满足:

$$P_{i-j,t}^{\text{P2P}} + P_{j-i,t}^{\text{P2P}} = 0 \quad \forall i, t \quad (34)$$

式中: $P_{j-i,t}^{\text{P2P}}$ 为 t 时刻微网 j 向 i 传递的电能。

结合式(30)构建增广拉格朗日函数, 子问题 P1 通过 ADMM 的求解步骤如下。

(1) 构建 P1 的增广拉格朗日函数:

$$L_i^{\text{P1}} = C_i^{\text{MG-DR}} + \sum_{j \in \mathcal{Q}} \sum_{t=1}^T \lambda_{i-j}^{\text{P1}} (P_{i-j,t}^{\text{P2P}} + P_{j-i,t}^{\text{P2P}}) + \sum_{j \in \mathcal{Q}} \frac{\rho^{\text{P1}}}{2} \sum_{t=1}^T \left\| P_{i-j,t}^{\text{P2P}} + P_{j-i,t}^{\text{P2P}} \right\|_2^2 \quad (35)$$

式中: $\lambda_{i-j}^{\text{P1}}$ 为子问题 P1 的拉格朗日乘子; ρ^{P1} 为子问题 P1 的惩罚因子, 其值为 10^{-4} 。

(2) 微网更新其交易策略:

$$P_{i-j,t}^{\text{P2P}}(k+1) = \arg \min L_i^{\text{P1}} \left(\lambda_{i-j}^{\text{P1}}(k), P_{i-j,t}^{\text{P2P}}(k), P_{j-i,t}^{\text{P2P}}(k) \right) \quad (36)$$

式中: k 为迭代次数。

微网 i 更新其交易策略 $P_{i-j,t}^{\text{P2P}}(k+1)$ 后, 微网 j 对 $P_{j-i,t}^{\text{P2P}}(k+1)$ 进行更新:

$$P_{j-i,t}^{\text{P2P}}(k+1) = \arg \min L_i^{\text{P1}} \left(\lambda_{j-i}^{\text{P1}}(k), P_{i-j,t}^{\text{P2P}}(k+1), P_{j-i,t}^{\text{P2P}}(k) \right) \quad (37)$$

重复以上步骤, 直到参与 P2P 的所有微网都更新其交易策略。

(3) 完成交易策略更新后, 更新拉格朗日乘子项:

$$\lambda_{i-j}^{\text{P1}}(k+1) = \lambda_{i-j}^{\text{P1}}(k) + \rho^{\text{P1}} (P_{i-j,t}^{\text{P2P}}(k+1) + P_{j-i,t}^{\text{P2P}}(k+1)) \quad (38)$$

重复以上步骤, 直到参与 P2P 合作的所有微网都更新其拉格朗日乘子项。

(4) 判断算法是否收敛:

$$\left\| P_{i-j,t}^{\text{P2P}}(k+1) - P_{i-j,t}^{\text{P2P}}(k) \right\|_2^2 \leq \delta_1 \quad \forall i \quad (39)$$

当式(39)满足迭代误差 δ_1 条件时算法收敛; 如果不满足, 返回步骤(2)继续迭代。

在求解 P2 时, 选用 ADMM 进行求解, 引入辅助变量 $r_{j-i,t}^{\text{P2P}}$, 构建 P2 的增广拉格朗日函数:

$$L_i^{\text{P2}} = -C_i^{\text{P2P}} + \sum_{j \in \mathcal{Q}} \sum_{t=1}^T \lambda_{i-j}^{\text{P2}} (r_{i-j,t}^{\text{P2P}} + r_{j-i,t}^{\text{P2P}}) + \sum_{j \in \mathcal{Q}} \frac{\rho^{\text{P2}}}{2} \sum_{t=1}^T \left\| r_{i-j,t}^{\text{P2P}} + r_{j-i,t}^{\text{P2P}} \right\|_2^2 \quad (40)$$

式中: $r_{j-i,t}^{\text{P2P}}$ 为 t 时刻微网 j 向 i 传递电能的费用; $\lambda_{i-j}^{\text{P2}}$ 为子问题 P2 的拉格朗日乘子; ρ^{P2} 为子问题 P2 的惩罚因子, 其值为 10。

然后, 根据式(31)计算各微网议价因子 d_i , 之后的求解过程和 P1 相同, 文中不再赘述。

5 算例分析

5.1 算例数据

选取某微网集群作为算例测试系统, 内含 3 个微网, 微网的典型日电负荷、热负荷、光伏和风电数据见图 3。表 1 为微网相关参数。主网售电价如下: 峰时段电价为 1.20 元/(kW·h), 平时段电价为 0.75 元/(kW·h), 谷时段电价为 0.40 元/(kW·h); 购电价为 0.2 元/(kW·h), 购气价为 3.5 元/m³。共有 1000 辆 EV 愿意参与调度。EV 采用恒功率充电^[31], 充电功率为 2.5 kW, L_{ev} 为 5 km/(kW·h), E_{gas} 为 0.197 kg/km。

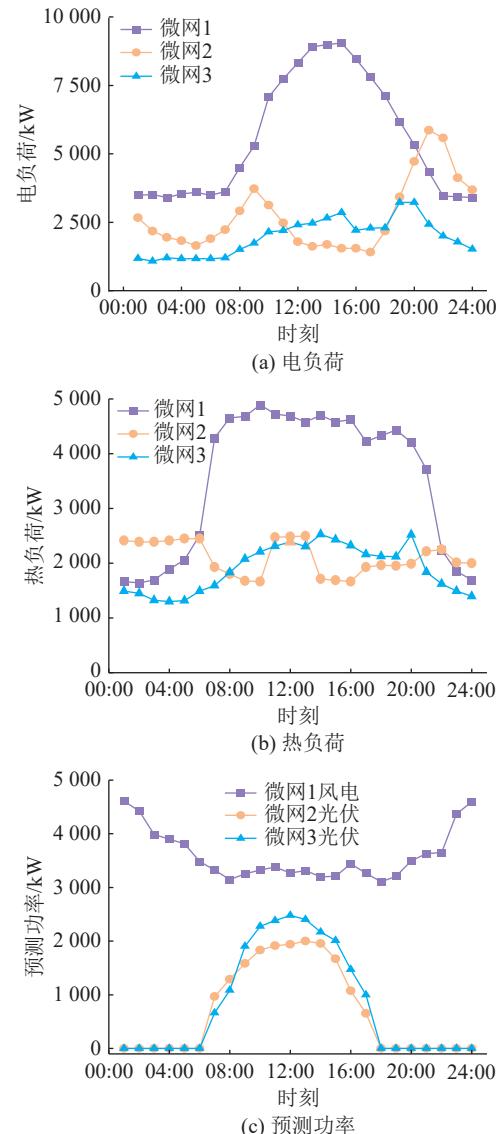


图 3 各微网典型日各参数

Fig.3 Typical daily parameters of each microgrid

表 1 微网集群参数
Table 1 Parameters of microgrid alliance

| 参数 | 数值 | 参数 | 数值 |
|---|-------|--|---------------------|
| $Q_{\text{CH}_4}/(\text{MJ}\cdot\text{m}^{-3})$ | 35 | $S_{\text{max}}^{\text{bat}}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ | 1 800 |
| η_{CHP} | 0.35 | $a_1/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-2})$ | 4.0×10^{-6} |
| P_{min}/kW | 1 200 | $b_1/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$ | 0.011 76 |
| P_{max}/kW | 3 000 | $a_2/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$ | 0.031 |
| η_{GB} | 0.90 | $a_3/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$ | 0.031 |
| α | 0.5 | $\alpha_e/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$ | 0.015 |
| β | 0.5 | $\varepsilon/(\text{元}\cdot\text{kg}^{-1})$ | 0.75 |
| λ | 1.02 | $d/(\text{kg}\cdot\text{kW}^{-1})$ | 0.424 |
| η^{loss} | 0.03 | $r_e/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$ | 0.01 |
| η^{ch} | 0.95 | $q_{\text{ev}}/(\text{元}\cdot\text{kg}^{-1})$ | 0.75 |
| η^{dis} | 0.96 | $P_{\text{max}}^{\text{P2P}}/\text{kW}$ | 2 000 |
| S_{max} | 0.90 | λ^{cut} | 0.03 |
| S_{min} | 0.20 | | |

为验证微网内需求响应与微网间 P2P 合作策略的有效性, 设置表 2 所示 4 种方案进行分析。

表 2 4 种运行方案对比
Table 2 Comparison of four operating plans

| 运行方案 | 各微网是否参与P2P | EV是否接入 |
|------|------------|--------|
| 1 | 否 | 否 |
| 2 | 是 | 否 |
| 3 | 否 | 是(无序) |
| 4 | 是 | 是(有序) |

方案 1 和 3 的求解结果即为各微网独立运行时的成本, 分别为方案 2 和 4 中非对称纳什谈判模型中的谈判破裂点 C_i^0 ; EV 集中接入微网 2。

5.2 算例仿真结果分析

5.2.1 算法迭代情况

文中求解 P1 和 P2 时均使用 ADMM, 以 10^{-3} 为收敛精度。图 4 为 P1 的迭代结果, 在第 56 次迭代后实现收敛。图 5 为 P2 的迭代结果, 在第 52 次迭代后实现收敛。上述结果说明 ADMM 具有良好的收敛性能。

5.2.2 多微网 P2P 协同运行结果分析

图 6 为方案 4 的电能交互优化结果, 在 00:00—06:00 和 18:00—24:00 时段, 微网 2 和 3 的光伏因为处于夜间无法发电, 而微网 1 的风电出力富余, 因此微网 1 会向微网 2 和 3 提供电能。在 09:00—17:00 时段, 微网 1 的电负荷激增会导致自身供电不足, 而微网 3 的光伏发电正处于高峰期, 因此微网 3 会向微网 1 提供电能。微网 2 由于内部负荷较大, 只在其光伏发电高峰期 11:00—15:00 时段向微网 1 传输少量电能。

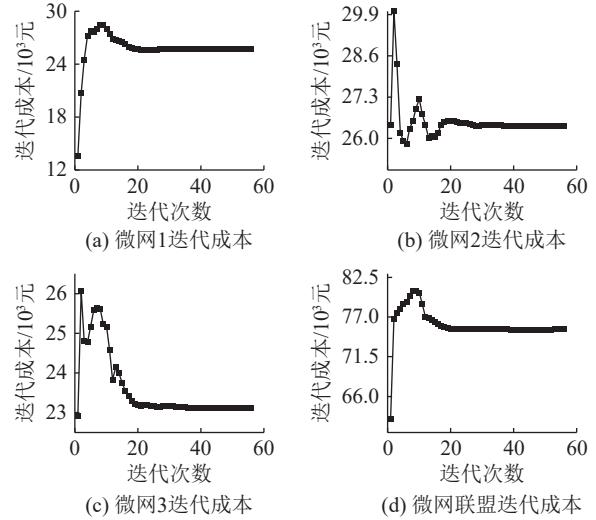


图 4 子问题 P1 迭代情况
Fig.4 Iteration situation of sub problem P1

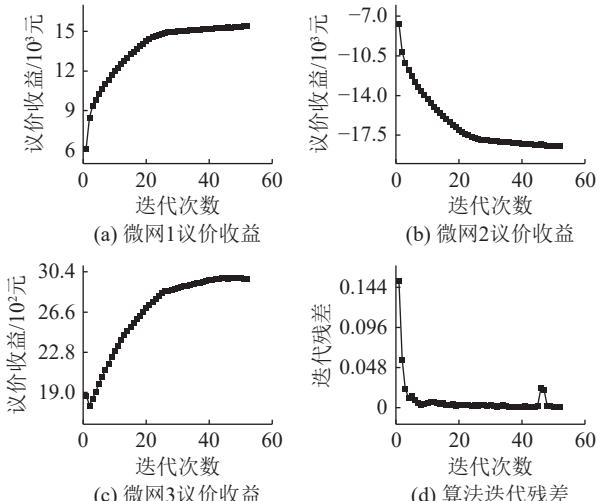


图 5 子问题 P2 迭代情况
Fig.5 Iteration situation of sub problem P2

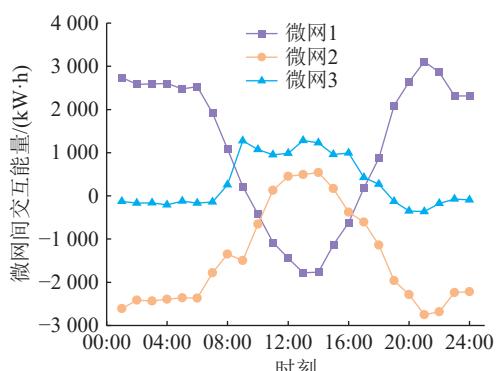


图 6 微网集群 P2P 合作结果
Fig.6 P2P cooperation results of microgrid alliance

图 7 为方案 4 中微网 2 内部各部分电能情况, 结果显示在 P2P 合作中, 消纳清洁能源具有最高的优先级, 3 个微网对清洁能源的消纳能力均达到 100%。当清洁能源出力和外部交互功率无法满足内部负荷时, CHP 机组才会增加出力; 当清洁能源

出力和外部交互功率富余时, CHP 机组仅会运行于满足热负荷的最小出力情况; 储能系统主要在主网售电价较高的 14:00—17:00 时段放电, 以减少微网的运行成本。

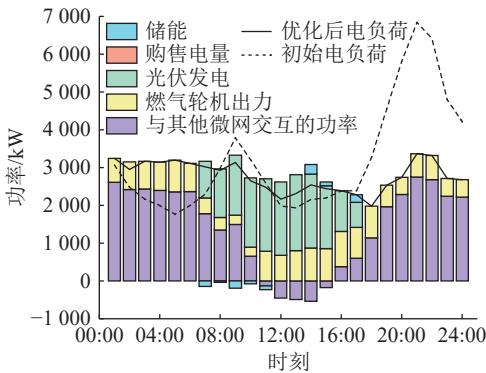


图 7 方案 4 中微网 2 内部电能优化结果
Fig.7 Internal power optimization results of microgrid 2 in plan 4

图 8 为微网 2 内部所有电负荷响应前后的对比, 响应前电负荷对应 EV 无序充电(即方案 3), 响应后电负荷对应 EV 有序充电(即方案 4)。结果表明, 响应后 EV 负荷主要集中在 00:00—08:00 和 12:00—19:00。其原因为所构建的 EV 有序充电模型主要考虑以下因素: (1) 在清洁能源占比高的时段, EV 进行充电能获得更多碳配额收益, 在 00:00—08:00 时段, P2P 合作使微网 2 获得大量来自其他微网的清洁能源; 在 12:00—19:00 时段, 微网 2 的光伏发电处于发电高峰期, 清洁能源占比高。(2) EV 充电电价按照式(24)制定, 其与常规电负荷大小呈正比, 而这两个时段正处于常规电负荷低谷期。

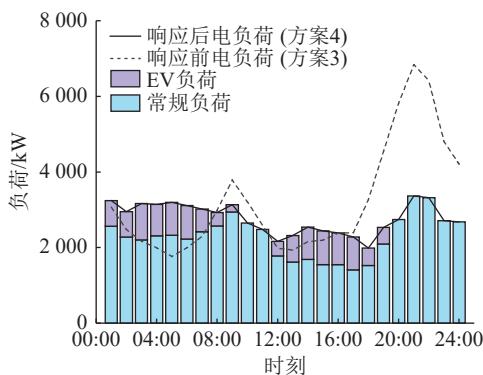


图 8 方案 3 和 4 的电负荷对比
Fig.8 Comparison of electrical load for plan 3 and 4

各微网 P2P 合作结算交易电能的电价如图 9 所示, 可知 P2P 合作电价始终处于主网的购售电价之间。这表明 P2P 合作相比微网同主网交易, 缺少电能的微网将以更低的价格购买电能, 富余电能的微网将以更高的价格出售电能, 因此可提高各微网的经济效益。

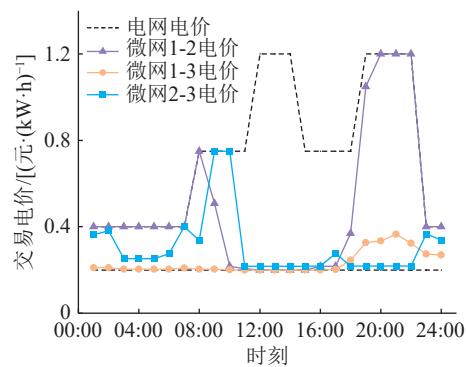


图 9 微网集群 P2P 合作电价

Fig.9 Microgrid alliance P2P transaction electricity price

5.2.3 各微网成本与收益分析

表 3 为 4 种方案下运行成本的对比, 方案 2 和 4 分别为方案 1 和 3 中各微网参与 P2P 合作后的成本。由表 3 可见, P2P 合作可以减少微网集群的运行成本, 没有 EV 参与和有 EV 参与的情况下, 减少成本的比率分别为 14.13% 和 21.96%。

表 3 4 种方案运行成本对比

Table 3 Comparison of operating costs among four plans

单位: 元

| 微网 | 方案1 | 方案2 | 方案3 | 方案4 |
|------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 微网1 | 20 922.01 | 23 940.12 | 20 922.01 | 25 769.46 |
| 微网2 | 41 625.71 | 27 722.35 | 52 648.05 | 26 391.31 |
| 微网3 | 22 890.50 | 21 699.54 | 22 890.50 | 23 114.27 |
| 微网集群 | 85 438.22 | 73 362.01 | 96 460.56 | 75 275.04 |

表 3 为分析子问题 P1 后得到的数据, 虽然微网集群运行成本得到显著减小, 但微网 1 和 3 运行成本高于不参与 P2P 合作时的成本, 不符合设计的初衷, 所以需要对收益重新分配, 即子问题 P2。文中采用方案 4 进行分析, 结果如表 4 所示。

表 4 方案 4 的收益分配

Table 4 Reasonable distribution of benefits in plan 4

| 微网 | 运行成本/元 | 议价因子 | 收益分配/元 | 实际成本/元 |
|------|-----------|-------|------------|-----------|
| 微网1 | 25 769.46 | 1.958 | 15 474.59 | 10 294.87 |
| 微网2 | 26 391.31 | 0.711 | -18 451.99 | 44 843.30 |
| 微网3 | 23 114.27 | 0.445 | 2 977.40 | 20 136.87 |
| 微网集群 | 75 275.04 | | 0 | 75 275.04 |

微网 1、2、3 在 P2P 合作中提供的电能分别为 29 335.75、2 237.31、11 430.63 kW·h, 接受的电能分别为 8 561.1、31 142.8、3 489.47 kW·h。分配收益后, 相比方案 3, 参与 P2P 合作的各微网成本均减少, 减少的比率分别为 50.79%、14.82%、12.03%。

5.2.4 各微网碳排放情况分析

表 5 为参与 P2P 合作后微网集群的碳排放量

及减排量。分析表 5 可知,无论 EV 是否接入,各微网之间的 P2P 合作均会降低微网集群的碳排放量;当 EV 采用有序充电策略接入微网后,P2P 合作的减排量更加显著。

表 5 4 种方案碳排放量对比

Table 5 Comparison of carbon emissions among four plans

| 方案 | 参与P2P后碳排放量/kg | 参与P2P后减排量/kg | 减排比率/% |
|----|---------------|--------------|--------|
| 1 | 60 794.76 | | |
| 2 | 54 428.41 | 6 366.35 | 10.47 |
| 3 | 67 108.76 | | |
| 4 | 53 210.35 | 13 898.42 | 20.71 |

对采用含 CCS 和 P2G 装置的 CHP 机组、接入 EV 的方案 3(参与 P2P 合作前)和方案 4(参与 P2P 合作后)进行进一步分析,两方案的碳排放量对比如表 6 所示。

表 6 方案 3 与 4 碳排放量对比

Table 6 Comparison of carbon emissions between plan 3 and 4

| 微网 | 方案3碳排放量/kg | 方案4碳排放量/kg | 减排量/kg | 减排比率/% |
|------|------------|------------|-----------|--------|
| 微网1 | 27 330.32 | 24 140.74 | 3 189.58 | 11.67 |
| 微网2 | 24 712.23 | 16 033.98 | 8 678.25 | 35.12 |
| 微网3 | 15 066.21 | 13 035.62 | 2 030.59 | 13.48 |
| 微网集群 | 67 108.76 | 53 210.34 | 13 898.42 | 20.71 |

由表 6 可得, EV 在采用有序充电策略接入微网后,能通过 P2P 合作更好地消纳其他微网多余的清洁能源,从而充分发挥其低碳性能,促进微网的绿色低碳运行。

6 结论

文中针对多微网 P2P 电能共享问题采用非对称纳什谈判理论实现微网集群和各微网利益的最大化。在控制策略中,综合考虑微网内双重需求响应机制对多微网运行成本、碳排放量和 P2P 合作策略的影响。在此基础上,通过非线性函数将各微网在 P2P 合作中的贡献量化,实现多微网间 P2P 合作收益的公平分配。通过 4 种不同场景的算例分析,得到以下结论:

(1) 以 EV 为代表的柔性负荷经需求响应调度后可以有效降低系统电负荷峰谷差率,有助于实现负荷调控,减小发电侧的频繁调度。

(2) 多微网间 P2P 合作可以提高各微网清洁能源消纳率,促进微网低碳化转型。同时,在考虑微

网内部需求响应后,可以有效减少 P2P 合作中电能的传输量,减小 P2P 联络线的负担,促进 P2P 合作的达成。

(3) 微网内实施分时电价和 EV 碳配额双重需求响应机制,既可以提高系统运行的经济效益,也可以进一步降低微网的碳排放量。

参考文献:

- [1] 单葆国, 刘青, 张莉莉, 等. 新形势下“十四五”后三年中国电力需求形势研判[J]. 中国电力, 2023, 56(3): 1-11.
SHAN Baoguo, LIU Qing, ZHANG Lili, et al. Analysis of China's power demand situation in the last three years of the "14th Five-Year Plan" under the new situation[J]. Electric Power, 2023, 56(3): 1-11.
- [2] 谢元皓, 林声宏, 朱建全. 基于广义纳什议价的多微电网配电网多主体协同能量管理策略[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(5): 199-207.
XIE Yuanhao, LIN Shenghong, ZHU Jianquan. Multi-stakeholder collaborative energy management strategy for multi-microgrid distribution system based on generalized Nash bargaining[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(5): 199-207.
- [3] 于飞, 葛思伟, 李梅航, 等. 工业园区微网调度研究与仿真[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(18): 179-187.
YU Fei, GE Siwei, LI Meihang, et al. Research on and simulation of microgrid scheduling in an industrial park[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(18): 179-187.
- [4] 田海东, 何山, 艾纯玉, 等. 计及能源交易下基于纳什议价模型的多微网合作博弈运行优化策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(6): 29-41.
TIAN Haidong, HE Shan, AI Chunyu, et al. Optimization strategy for cooperative game operation of multi-microgrids based on the Nash bargaining model considering energy trading[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(6): 29-41.
- [5] ELIMAM M, EL MOURSI M S, EL-FOULY T H M, et al. Transactive energy trading among multi-microgrids in a distribution network with fair loss sharing[J]. Applied Energy, 2025, 381: 125095.
- [6] 沙广林, 刘璐, 马春艳, 等. 考虑车网互动的电动汽车有序充电策略[J]. 供用电, 2023, 40(10): 46-54.
SHA Guanglin, LIU Lu, MA Chunyan, et al. Orderly charging strategy for electric vehicles considering the vehicle-network interaction[J]. Distribution & Utilization, 2023, 40(10): 46-54.
- [7] 袁洪涛, 徐潇源, 严正, 等. 电动汽车集中充换电设施规划和优化运行研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(19): 157-174.
YUAN Hongtao, XU Xiaoyuan, YAN Zheng, et al. Review of centralized EV charging and battery swapping facility planning and optimal scheduling[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(19): 157-174.
- [8] 姜晓锋, 魏巍, 王永灿, 等. “车—路—网”协同优化下的电动

汽车有序充电引导策略[J]. 电力科学与技术学报, 2023, 38(5): 44-56.

JIANG Xiaofeng, WEI Wei, WANG Yongcan, et al. Orderly charging guidance strategies for electric vehicles under EVs-traffic-distribution collaborative optimization[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(5): 44-56.

[9] SINGH B, KUMAR A. Optimal energy management and feasibility analysis of hybrid renewable energy sources with BESS and impact of electric vehicle load with demand response program[J]. *Energy*, 2023, 278: 127867.

[10] 张建宏, 赵兴勇, 王秀丽. 考虑奖励机制的电动汽车充电优化引导策略[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(1): 102-108, 118.

ZHANG Jianhong, ZHAO Xingyong, WANG Xiuli. An optimization guidance strategy for electric vehicle charging considering the reward mechanism[J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(1): 102-108, 118.

[11] 房超运, 杨昆, 柴瑞环. 分时电价下含电动汽车的微电网群双层多目标优化调度[J]. 电力科学与技术学报, 2024, 39(1): 124-133.

FANG Chaoyun, YANG Kun, CHAI Ruihuan. Two-layer multi-objective optimal dispatching of microgrid group with electric vehicles under time-of-use electricity prices[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2024, 39(1): 124-133.

[12] 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.

[13] 黄宇, 李对, 李旭昕, 等. 计及需求响应与含电动汽车的综合能源系统双层优化调度[J/OL]. 华北电力大学学报(自然科学版), 2023: 1-12. (2023-12-27) [2024-10-26]. <https://kns.cnki.net/KCMS/detail/detail.aspx?filename=HBDL2023122501&dbname=CJFD&dbcode=CJFQ>.

HUANG Yu, LI Dui, LI Xuxin, et al. Two-level optimal scheduling of integrated energy systems with demand response and electric vehicles[J/OL]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 2023: 1-12. (2023-12-27) [2024-10-26] <https://kns.cnki.net/KCMS/detail/detail.aspx?filename=HBDL20231225001&dbname=CJFD&dbcode=CJFQ>.

[14] 蒋玮, 单沫文, 邓一帆, 等. 虚拟电厂聚合电动汽车参与碳市场的优化调度策略[J]. 电力工程技术, 2023, 42(4): 13-22, 240.

JIANG Wei, SHAN Mowen, DENG Yifan, et al. Optimization strategy for aggregating electric vehicles through VPP to participate in the carbon market[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(4): 13-22, 240.

[15] 刘又榕, 林顺富, 沈运帷, 等. 计及电动汽车参与多元需求响应的微电网多时间尺度优化调度模型[J]. 电力建设, 2023, 44(10): 51-62.

LIU Yourong, LIN Shunfu, SHEN Yunwei, et al. Multi-time-scale optimization scheduling model of microgrid with electric vehicles participating in multiple demand response[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(10): 51-62.

[16] 刘爱国, 王志平, 张志豪. 考虑电动汽车有序充电的配电网重构[J]. 电测与仪表, 2019, 56(11): 14-19.

LIU Aiguo, WANG Zhiping, ZHANG Zhihao. Distribution network reconfiguration considering the ordered charging of electric vehicles[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2019, 56(11): 14-19.

[17] 陈中, 陆舆, 邢强, 等. 考虑电动汽车碳配额的电力系统调度分析[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(16): 44-51.

CHEN Zhong, LU Yu, XING Qiang, et al. Dispatch analysis of power system considering carbon quota for electric vehicle[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(16): 44-51.

[18] 李咸善, 陈敏睿, 程杉, 等. 基于双重激励协同博弈的含电动汽车微电网优化调度策略[J]. 高电压技术, 2020, 46(7): 2286-2296.

LI Xianshan, CHEN Minrui, CHENG Shan, et al. Research on optimal scheduling strategy of microgrid with electric vehicles based on dual incentive cooperative game[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(7): 2286-2296.

[19] 袁博, 刘钊, 魏孟举, 等. 基于信息间歇决策理论的共享储能联合微网群 P2P 博弈优化研究[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(6): 20-29.

YUAN Bo, LIU Zhao, WEI Mengju, et al. An optimization study on the P2P game for the shared energy storage joint microgrid cluster based on IGDT[J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(6): 20-29.

[20] 袁全, 王红艳, 周磊. 计及 P2P 交易的多冷热电联供型微网联合调度模型[J]. 电气自动化, 2023, 45(1): 42-46.

YUAN Quan, WANG Hongyan, ZHOU Lei. Joint scheduling model of multi cooling, heating and power cogeneration microgrid considering P2P transaction[J]. Electrical Automation, 2023, 45(1): 42-46.

[21] 葛少云, 程雪颖, 刘洪, 等. 园区多微网 P2P 电-碳耦合交易市场设计[J]. 高电压技术, 2023, 49(4): 1341-1349.

GE Shaoyun, CHENG Xueying, LIU Hong, et al. Market design of P2P electricity carbon coupling transaction among multi-microgrids in a zone[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(4): 1341-1349.

[22] PAUDEL A, CHAUDHARI K, LONG C, et al. Peer-to-peer energy trading in a prosumer-based community microgrid: a game-theoretic model[J]. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2019, 66(8): 6087-6097.

[23] 赵杰, 王聪, 李冠冠, 等. 考虑需求响应的多微网 P2P 能源交易低碳运行策略[J]. 电力建设, 2023, 44(12): 54-65.

ZHAO Jie, WANG Cong, LI Guanguan, et al. Low-carbon operation strategy for P2P energy trading among multiple microgrids considering demand response[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(12): 54-65.

[24] 乔学博, 杨志祥, 李勇, 等. 计及两级碳交易和需求响应的多

微网合作运行优化策略[J]. 高电压技术, 2022, 48(7): 2573-2583.

QIAO Xuebo, YANG Zhixiang, LI Yong, et al. Optimization strategy for cooperative operation of multi-microgrids considering two-level carbon trading and demand response[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(7): 2573-2583.

[25] 吴锦领, 楼平, 管敏渊, 等. 基于非对称纳什谈判的多微网电能共享运行优化策略[J]. 电网技术, 2022, 46(7): 2711-2723.

WU Jinling, LOU Ping, GUAN Minyuan, et al. Operation optimization strategy of multi-microgrids energy sharing based on asymmetric Nash bargaining[J]. Power System Technology, 2022, 46(7): 2711-2723.

[26] WU Q L, CHEN Y F, et al. Low-carbon optimization scheduling for integrated energy system considering two-stage power-to-gas and carbon capture system[J]. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 2025, 17: 015301.

[27] LI G J, ZHAO X Y, LIU H Y, et al. Integrated energy system optimization considering cascading carbon trading mechanism and two-stage operation of power-to-gas[J]. *Quanqiu Nengyuan Hulianwang*, 2023, 6(3).

[28] GAO J W, MENG Q C, LIU J T, et al. Thermoelectric optimization of integrated energy system considering wind-photo voltaic uncertainty, two-stage power-to-gas and ladder-type carbon trading[J]. *Renewable Energy*, 2024, 221: 119806.

[29] 孙开元, 陈坤, 岑海凤, 等. 计及需求响应的联网型微电网储

能容量随机规划方法[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(33): 14241-14247.

SUN Kaiyuan, CHEN Kun, CEN Haifeng, et al. Stochastic planning method for energy storage capacity of interconnected microgrid considering demand response[J]. *Science Technology and Engineering*, 2023, 23(33): 14241-14247.

[30] ZHENG Y C, CHEN Y Y, YANG Q. A Stackelberg-based competition model for optimal participation of electric vehicle load aggregators in demand response programs[J]. *Energy*, 2025, 315: 134414.

[31] 檀勤良, 代美, 梅书凡. 考虑电动汽车碳配额及需求响应的电力系统调度研究[J]. 电网与清洁能源, 2021, 37(7): 79-86.

TAN Qinliang, DAI Mei, MEI Shufan. Research on electric vehicle carbon quota and demand response in electric power system dispatching[J]. *Power System and Clean Energy*, 2021, 37(7): 79-86.

作者简介:



张嘉蕾

张嘉蕾(1988), 女, 博士, 副教授, 研究方向为需求响应、储能系统等(E-mail: zhangjialei@sxu.edu.cn);

宣文举(2001), 男, 硕士在读, 研究方向为低碳电力;

杨栋(1999), 男, 硕士, 工程师, 从事电力需求响应相关工作。

Co-scheduling strategies for intra-microgrid dual demand response and inter-microgrid P2P cooperation

ZHANG Jialei¹, XUAN Wenju¹, YANG Dong², LÜ Gao¹, GUAN Yanpeng³

(1. School of Electric Power, Civil Engineering and Architecture, Shanxi University, Taiyuan 030006, China;
 2. State Grid Shanxi Electric Power Co., Ltd., Xinzhou Power Supply Company, Xinzhou 034000, China;
 3. School of Automation and Software Engineering, Shanxi University, Taiyuan 030006, China)

Abstract: In the context of the 'dual-carbon' goal, a dual demand response within each microgrid and a cooperative peer-to-peer (P2P) scheduling strategy among microgrids are proposed to build a fairer, green, and low-carbon new electricity market. Firstly, a microgrid model incorporating integrated electricity, heat and gas is constructed, with explicit modeling of flexible loads such as electric vehicles (EVs). Then, the optimization strategies for electricity sharing among multiple microgrids and within microgrids are proposed. At the multi-microgrid level, an optimal scheduling model based on Nash bargaining theory is established, aiming to achieve the optimal benefits for both individual microgrids and the entire microgrid group after their participation in P2P collaboration. Within each microgrid, a dual demand response optimal scheduling model based on dynamic tariffs and EV carbon quota is established with the objective of reducing the microgrid carbon emissions, the peak-to-valley difference of the electric loads, and the charging cost of EVs. Finally, simulation results demonstrate that the proposed optimal scheduling strategy effectively enhances energy sharing and renewable energy consumption among microgrids, and further reduces the system carbon emissions.

Keywords: collaborative dispatch; dual demand response; electric vehicle (EV); microgrid alliance; peer-to-peer (P2P) collaboration; Nash bargaining

(编辑 陆海霞)